

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.Н.Сокольников

« 13 » 06 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 «Эксплуатация транспортно – технологических машин и комплексов»

«Модернизация технологии ремонта нефтепровода без остановки перекачки»

Руководитель



к.т.н., зав. кафедрой,  
доцент

А.Н. Сокольников

Выпускник

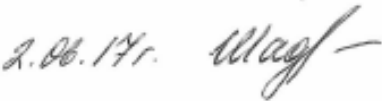




А.Ю. Козаков

Красноярск 2017

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:  
«Модернизация технологии ремонта нефтепровода без остановки перекачки»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть	2.06.17г. 	И.В. Шадрина
Безопасность жизнедеятельности	2.06.17г. 	Д.А. Едимичев
Нормоконтролер	13.06.17г. 	О.Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Модернизация технологии ремонта магистрального нефтепровода без остановки перекачки» содержит 80 страниц текстового документа, 32 использованных источника, 7 листов графического материала.

УЧАСТОК НЕФТЕПРОВОДА, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, ТЕХНОЛОГИЯ, МОДЕРНИЗАЦИЯ, АДАПТЕР, ПРЕИМУЩЕСТВА.

Цель ВКР – модернизация существующей технологии врезки в действующий трубопровод, для сокращения производственных издержек на ремонт трубопроводов и уменьшения затрат рабочего времени.

Задачи ВКР:

- произвести анализ существующих технологий ремонта действующего трубопровода и дефектов, устраняемых их применением, для установления круга задач, выполняемых модернизируемым оборудованием;

- произвести сравнение ныне применяемой технологии работ и модернизированной для обоснования целесообразности нововведений;

- подобрать необходимое для модернизации оборудование, либо изыскать возможности для наладки его производства;

- провести экономические и прочностные расчеты, для обоснования выгоды и безопасности технологии.

По результатам выполнения выпускной квалификационной работы была произведена модернизация существующей технологии ремонта магистрального нефтепровода путем изменения схемы подключения байпасной линии с приварных фитингов-тройников на фланцевые адаптеры с боковым отводом. Для снижения затрат на расходные материалы был подобран ряд аналогов отечественного производства. Экономическая эффективность модернизации подтвердилась рядом расчетов показавших как значительное снижение затрат денежных средств так и сокращение трудозатрат.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Типы и параметры дефектов трубопроводов .....	8
2 Методы ремонта дефектов и дефектных участков нефтепровода .....	13
2.1 Общие положения .....	13
2.2 Ремонт шлифовкой .....	13
2.3 Ремонт заваркой дефектов .....	14
2.4 Ремонт вырезкой дефектного участка .....	15
2.5 Установка ремонтных конструкций.....	16
3 Технология ремонта магистрального нефтепровода с перекрытием концов дефектного участка по технологии компании TDW .....	18
3.1 Общие сведения .....	18
3.2 Комплекс подготовительных работ .....	18
3.3 Оборудование и материалы для производства врезки.....	20
3.4 Ремонт с использованием приварных фитингов на 28" .....	21
3.5 Ремонт с использованием фланцевых адаптеров с боковым отводом .....	32
3.6 Сварочные работы .....	38
4 Расчет конструктивных элементов на прочность .....	39
4.1 Расчет приварного фитинга STOPPLE .....	39
4.2 Расчет фланцевого адаптера .....	45
5 Экономика.....	48
5.1 Общие сведения о разделе, преимущества предлагаемой технологии .....	48
5.2 Структура затрат на ремонт .....	49
5.3 Расчет затрат на замену участка трубы по технологии с пуском байпасной линии через приварные фитинги.....	49
5.4 Расчет затрат на замену участка трубы по технологии с пуском байпасной линии через фланцевый адаптер с боковым отводом .....	51
5.5 Расчет затрат на монтаж оборудования.....	53
5.5.1 Амортизационные отчисления .....	53

5.5.2 Расчет фонда оплаты труда.....	54
5.5.3 Расчет страховых взносов.....	56
5.6 Расчет экономической эффективности применения модернизированной технологии.....	56
5.6.1 Расчет трудозатрат на замену участка трубы по технологии с пуском байпасной линии через приварные фитинги.....	56
5.6.2 Расчет трудозатрат на замену участка трубы по технологии с пуском байпасной линии через фланцевый адаптер с боковым отводом.....	59
6.7 Сравнение затрат на проведение ремонта по обеим технологиям.....	61
6 Безопасность жизнедеятельности.....	64
6.1 Общие требования по обеспечению безопасности ремонтных работ.....	64
6.2 Мероприятия по организации работ в охранной зоне действующего нефтепровода.....	65
6.3 Анализ вредных производственных факторов.....	68
6.4 Обеспечение безопасности сварочно-монтажных работ.....	69
6.5 Пожарная безопасность.....	73
6.6 Расчет освещенности рабочей площадки.....	75
Заключение.....	77
Список использованных источников.....	78

## ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовая отрасль, являясь одним из основных источников бюджетных поступлений в России, привлекает к себе беспрестанное внимание, как промышленников, так и политиков. В настоящее время, на фоне нестабильных цен на нефть и ненадежности поставок оборудования из-за рубежа, перед российской нефтегазовой промышленностью в полный рост встала проблема минимизации производственных издержек и налаживания связей с отечественными производителями оборудования.

Поскольку большая часть объемов добываемой нефти, доставляется потребителю трубопроводным транспортом, проблема обеспечения максимальной надежности трубопровода и бесперебойности его работы непрерывно находится в поле зрения инженерного и управляющего состава отрасли.

Несмотря на все большее усложнение трубопровода как комплексного инженерного сооружения, остаётся не решенной до конца проблема ремонта действующих трубопроводов. В настоящее время, наиболее перспективной является технология TDW, позволяющая производить врезку в трубопровод, находящийся под давлением, не останавливая процесс перекачки. Поскольку данная зарубежная компания является монополистом в области производства оборудования данного типа, ценовая политика не блещет демократичностью, что приводит к огромным затратам на приобретение многочисленных расходных материалов, в том числе разрезных приварных фитингов, используемых для подключения врезного оборудования к трубопроводу.

Цель выпускной квалификационной работы – модернизация существующей технологии врезки в действующий трубопровод, для сокращения производственных издержек на ремонт трубопроводов и уменьшения затрат рабочего времени.

Поставленная цель достигается выполнением следующего ряда задач:

- произвести анализ существующих технологий ремонта действующего трубопровода и дефектов, устраняемых их применением, для установления круга задач, выполняемых модернизируемым оборудованием;

- произвести сравнение ныне применяемой технологии работ и модернизированной для обоснования целесообразности нововведений;

- подобрать необходимое для модернизации оборудование, либо изыскать возможности для наладки его производства;

- провести экономические и прочностные расчеты, для обоснования выгоды и безопасности технологии.

В свете вышеприведенных факторов, становится очевидной актуальность данной работы, так как оставление без внимания столь важных сфер технологического процесса нефтедобычи ведет напрямую к деградации производственной культуры, снижению прибылей и росту аварийности процесса транспортировки углеводородов.

## 1 Типы и параметры дефектов трубопроводов

Ремонт секции трубопровода с дефектами должен быть выполнен с учетом взаимного расположения всех имеющихся дефектов, подлежащих ремонту, в соответствии с методами и ограничениями, наложенными нормативно-технической документацией. К дефектным секциям, ремонтируемым только вырезкой, относятся секции с коррозионным повреждением и секции, на которых установлено более двух муфт (тройников), за исключением случая установки двух муфт на сварные стыки секции и муфты (тройника) по телу трубы.

Расчет на прочность и долговечность и определение предельного срока эксплуатации труб и сварных соединений с дефектами и особенностями проводится по [1].

Два и более дефекта разных типов считаются комбинированным дефектом, если минимальное расстояние от границы одного дефекта до границы другого дефекта меньше или равно значения 4-х толщин стенки трубы.

Дефект считается примыкающим к сварному шву, если минимальное расстояние от линии перехода шва к основному металлу до границы дефекта меньше или равно значения 4-х толщин стенки трубы.

Предельный срок эксплуатации секции с дефектом (дефектами):

- определяется по результатам расчетов на прочность и долговечность каждого дефекта по нормативным документам, согласованным Ростехнадзором РФ и действующим на дату проведения расчетов;
- отсчитывается от даты последнего обследования.

Дефекты геометрии трубы – дефекты, связанные с изменением формы трубы. К ним относятся: вмятина, гофр, сужение.

Глубина гофра определяется как сумма высоты выпуклости и глубины вогнутости, измеренных от образующей трубы.

К дефектам стенки трубы относятся: потеря металла, уменьшение толщины стенки, механическое повреждение, расслоение, расслоение с



выходом на поверхность, расслоение в околошовной зоне, трещина, трещиноподобный коррозионно-механический дефект.

Потери металла делятся на объединенные и одиночные.

Объединенная потеря металла – это группа из двух и более коррозионных дефектов, объединенных в единый дефект, если расстояние между соседними дефектами меньше или равно значению 4-х толщин стенки трубы в районе дефектов. Объединенная потеря металла характеризуется ее габаритной площадью, определяемой крайними точками дефектов из состава группы и равной произведению длины объединенного дефекта  $L$  вдоль оси трубы на ширину объединенного дефекта  $W$  по окружности трубы (рисунок 1). Дефекты, сгруппированные по указанным критериям, в технических отчетах по диагностике, базе данных дефектов и актах ДДК описываются как «объединенные потери металла».

Одиночная потеря металла – это один дефект потери металла, расстояние от которого до ближайших потерь металла превышает значение 4-х толщин стенки трубы в районе дефекта.

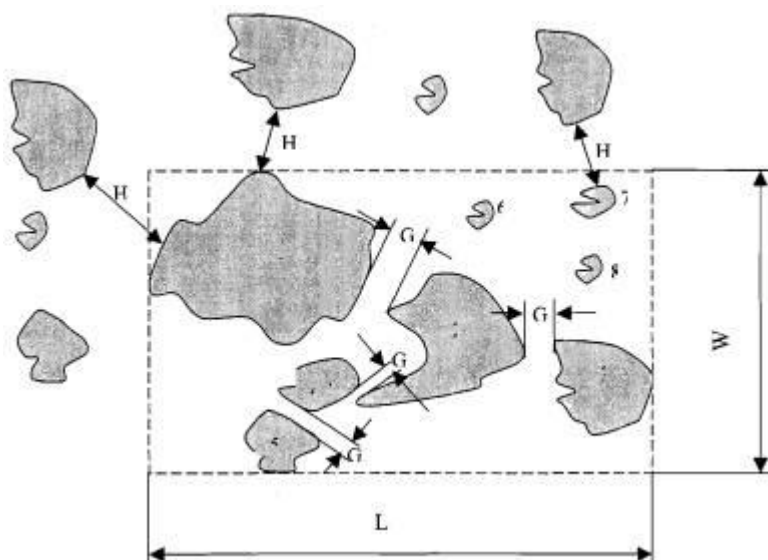


Рисунок 1 – Дефект «объединенная потеря металла» и его габаритная площадь

Механические повреждения поверхности стенки трубы, классифицируемые как «риска», «царапина», «задир», «продир», «поверхностная вмятина», идентифицируются по данным ВИП как «риска» [2].

Дефекты сварного соединения (шва) – это дефекты в самом сварном шве или в околошовной зоне. Типы и параметры дефектов сварных соединений регламентируются соответствующими нормативными документами.

К дефектам сварного шва относятся:

Трещина, непровар, несплавление – дефекты в виде несплошности металла по сварному шву, которые по данным ВИП идентифицируются как «несплошность плоскостного типа» поперечного, продольного, спирального сварного шва.

Поры, шлаковые включения, утяжина, подрез, превышение проплава, наплывы, чешуйчатость, отклонения размеров шва от требований нормативных документов, которые по данным ВИП идентифицируются как «аномалия» поперечного, продольного, спирального сварного шва.

Смещение кромок – несовпадение уровней расположения внутренних и наружных поверхностей стенок сваренных (свариваемых) труб (для поперечного сварного шва) или листов (для спиральных и продольных швов) в стыковых сварных соединениях, которое по данным ВИП идентифицируется как «смещение» поперечного, продольного, спирального сварного шва.

Косой стык – сварное стыковое соединение трубы с трубой (с катушкой, с соединительной деталью), в котором продольные оси труб расположены под углом друг к другу.

Разнотолщинность стыкуемых труб с отношением толщин стенок более 1,5 является дефектом (за исключением стыков, выполненных по специальным техническим условиям, с соответствующей записью в журнале сварки в составе исполнительной документации).

Кольцевой сварной шов, содержащий один и более дефектов, является «дефектным сварным стыком». В базах данных, содержащих сведения о

дефектах, учету подлежат «дефектные сварные стыки» без указания в них количества дефектов.

К дефектам нефтепровода относятся:

- недопустимые соединительные детали;
- недопустимые конструктивные детали и приварные элементы.

К недопустимым соединительным деталям относятся детали заводского изготовления: отводы, тройники, переходники, заглушки.

Сварные секторные отводы заводского изготовления, выполненные не по [3], включаются в состав дефектов и подвергаются ДДК. По результатам ДДК устанавливается классификация отвода в соответствии с установленным порядком.

К недопустимым конструктивным деталям и приварным элементам нефтепровода относятся:

- заплаты вварные и накладные всех видов и размеров;
- ремонтные конструкции, не разрешенные к применению данным РД или НД, действовавшим на момент установки;
- ремонтные конструкции, под которыми выявлен рост параметров дефектов более, чем на 10 %;
- временные ремонтные конструкции, у которых закончился предельный срок эксплуатации;
- накладные детали из частей труб;
- вантузы, отборы давления, механические сигнализаторы пропуска средств очистки и диагностики, бобышки, «чопики», места приварки шунтирующих перемычек, контактов контрольно-измерительной аппаратуры, у которых закончился предельный срок эксплуатации;
- кожухи, касающиеся стенки трубы;
- сварные присоединения, не соответствующие НД.

Конструктивные детали и приварные элементы, обнаруженные ВИП, характеристики которых не указаны в техническом задании на внутритрубную диагностику участка нефтепровода, включаются в состав дефектов и

подвергаются ДДК. По результатам ДДК устанавливается классификация деталей и предельный срок их эксплуатации.

Участок трубы на переходах через естественные и искусственные преграды в месте касания к нему кожуха включается в состав дефектов.

При выборочном ремонте и капитальном ремонте стенки трубы с заменой изоляции должен проводиться ДДК всех дефектов на участке ремонта.

В процессе диагностических обследований и ДДК выявляются особенности нефтепровода с параметрами стенки, сварных швов, геометрических форм трубы, не превышающими установленные пределы.

Особенности нефтепровода включаются в состав технического отчета по диагностике ВИП ультразвуковым и магнитным контролем. Изменение параметров особенностей контролируется при повторных инспекциях.

В состав технического отчета по диагностике также включаются отложения (загрязнения стенки трубы, приводящие к потере сигнала), металлические предметы, находящиеся вблизи трубопровода, посторонние предметы внутри трубопровода [4].

## **2 Методы ремонта дефектов и дефектных участков нефтепровода**

### **2.1 Общие положения**

В данном разделе приводятся основные положения технологий ремонта нефтепроводов, применяемых при выборочном и капитальном ремонте.

Ремонт методом шлифовки, заварки и установкой муфт проводится без остановки перекачки нефти.

Каждый ремонт должен отражаться в паспорте нефтепровода.

Ремонтные муфты монтируются на действующем нефтепроводе, как при остановке, так и без остановки перекачки при давлениях, ограниченных условиями безопасностью производства работ и давлением, определяемым из условий технологии установки муфты. При установке муфт давление должно соответствовать наименьшему из давлений, определяемому по перечисленным условиям.

Ремонтные конструкции должны быть изготовлены в заводских условиях по техническим условиям и конструкторской документации, разработанной в установленном порядке и иметь паспорт.

Применение муфт и других ремонтных конструкций, изготовленных в полевых условиях (в трассовых условиях) запрещается.

Устранение дефектов при капитальном ремонте выполняется при давлении в нефтепроводе не выше 2,5 МПа [5].

### **2.2 Ремонт шлифовкой**

Шлифовка используется для ремонта участков труб с дефектами глубиной до 20 % от номинальной толщины стенки трубы типа потеря металла (коррозионные дефекты, риски), расслоение с выходом на поверхность, мелких трещин, а также дефектов типа «аномалии сварного шва» (чешуйчатость, поры

выходящие на поверхность) с остаточной высотой усиления не менее значений, указанных в [6].

Шлифовка используется для ремонта во вмятинах дополнительных дефектов – рисок, потерь металла, трещин, расслоений с выходом на поверхность в соответствии с таблицей.

При шлифовке путем снятия металла должна быть восстановлена плавная форма поверхности, снижена концентрация напряжений. Максимальное допустимое давление в трубе при проведении выборочного ремонта методом шлифовки – не более 2,5 МПа. Зашлифованный участок должен подвергаться визуальному, магнитопорошковому контролю или контролю методом цветной дефектоскопии.

После шлифовки должна проверяться остаточная толщина стенки трубы методом ультразвуковой толщинометрии. Остаточная толщина не должна быть меньше 80 % от толщины стенки [5].

### **2.3 Ремонт заваркой дефектов**

Заварку разрешается применять для ремонта дефектов тела трубы типа «потеря металла» (коррозионные язвы, риски) с остаточной толщиной стенки трубы не менее 5 мм, а также дефектов типа «аномалии поперечного сварного шва» (поры, выходящие на поверхность, подрезы сварного шва, недостаточное или отсутствующее усиление, недостаточная ширина шва) на сварных швах [5].

Заварка допускается, если глубина и максимальный линейный размер одиночного дефекта (длина, диаметр) или его площадь не превышают величин, указанных в таблице. Расстояние между смежными повреждениями должно быть не менее 4 номинальных толщин трубы. Расстояние от завариваемых дефектов до сварных швов, в том числе до спиральных, должно быть не менее 4 номинальных толщин трубы [5].

Заварку разрешается проводить только на полностью заполненном нефтепроводе. Выполнение заварки на частично заполненном нефтепроводе не допускается.

При выборочном ремонте максимальное допустимое давление в нефтепроводе не выше 2,5 МПа.

Процедура выполнения подготовки и выполнения сварочных работ по заварке дефектов на теле трубы должна соответствовать требованиям, приведенным в [6].

Процедура выполнения подготовки и выполнения сварочных работ по заварке дефектов поперечных сварных швов должна соответствовать требованиям, приведенным в [5].

Наплавленный металл подвергается визуальному, магнитопорошковому контролю для выявления внешних дефектов и ультразвуковому контролю для выявления внутренних дефектов. Результаты контроля должны оформляться в виде заключений.

#### **2.4 Ремонт вырезкой дефектного участка**

При этом способе ремонта участок трубы с дефектом («катушка») должен быть вырезан из нефтепровода и заменен бездефектной «катушкой». Вырезка дефекта должна применяться в случае обнаружения недопустимого сужения проходного диаметра нефтепровода, невозможности обеспечения требуемой степени восстановления нефтепровода при установке муфт (протяженная трещина, глубокая вмятина с трещиной или коррозией), экономической нецелесообразности установки муфт из-за чрезмерной длины дефектного участка.

Порядок организации и выполнения работ по вырезке и врезке «катушек», требования к врезаемым «катушкам» определяются [7].

Технология ремонта методом замены участка должна соответствовать действующим нормативным документам, отвечающим требованиям вновь строящегося трубопровода.

## **2.5 Установка ремонтных конструкций**

Применяются ремонтные конструкции двух типов – разнообразные ремонтные муфты и патрубки с эллиптическим днищем и усиливающей накладкой.

Применение ремонтных конструкций производится в порядке установленном [8].

Муфты должны быть изготовлены в заводских условиях в соответствии с утвержденными в установленном порядке техническими условиями, конструкторской документацией, технологической картой, должны иметь маркировку, паспорт и сертификаты на применяемые материалы.

Применение муфт и других ремонтных конструкций, изготовленных в полевых условиях (в трассовых условиях) запрещается.

Муфты должны быть изготовлены из листового материала или из новых (не бывших в эксплуатации) прямошовных или бесшовных труб, предназначенных для сооружения магистральных нефтепроводов [5].

Дефекты в виде трещин, закатов, вмятин, задиров и рисок на поверхности муфт не допускаются. Установка муфт должна производиться в соответствии с требованиями [5].

Перед установкой ремонтных муфт необходимо тщательно удалить изоляционное покрытие с дефектного участка нефтепровода для последующей обработки поверхности, согласно технологии установки применяемой муфты. В целях правильности выбора ремонтной конструкции необходимо определить тип и фактические параметры дефекта с составлением акта проведения дефектоскопического контроля.



В местах приварки муфты и ее элементов к трубе нефтепровода должна быть проведена проверка на отсутствие дефектов стенки трубы. При наличии дефектов в стенке трубы приварка муфты в данном месте не допускается.

Композитная муфта устанавливается по композитно-муфтовой технологии. Композитные материалы должны быть испытаны и допущены к применению установленным порядком.

Максимальное допустимое давление в нефтепроводе при установке приварных ремонтных муфт должно быть не более 2,5 МПа.

Патрубки должны быть изготовлены в соответствии с утвержденными техническими условиями, технологическим процессом, должны иметь маркировку, паспорт и сертификаты на применяемые материалы.

Установка патрубков должна производиться в соответствии с требованиями [5]. Расстояние между швами усиливающей накладки патрубков и сварными швами трубы, в т.ч. спиральными, должно быть не менее 100 мм.

Высота патрубка должна быть не менее половины диаметра патрубка, но не менее 100 мм. Патрубок должен иметь такой диаметр, чтобы расстояние от внутренней поверхности патрубка до края дефекта было не менее 4 толщин стенки ремонтируемой трубы. Усиливающая накладка должна иметь ширину не менее 0,4 диаметра патрубка и иметь технологические отверстия, а толщина накладки должна приниматься равной толщине стенки трубы.

Эллиптические днища применяются заводского изготовления и должны иметь следующие размеры:

- высота не менее 0,4 диаметра патрубка,
- высота цилиндрической части равна 0,1 диаметра патрубка,
- радиус сферической части не менее диаметра патрубка,
- радиус перехода сферической части к цилиндрической не более диаметра патрубка;

В стенке патрубка должно быть выполнено отверстие диаметром 8 мм для выхода газов при сварке, после окончания работы в отверстие забивается «чоп» и обваривается.

### **3 Технология ремонта магистрального нефтепровода с перекрытием концов дефектного участка по технологии компании TDW**

#### **3.1 Общие сведения**

Замена участка нефтепровода сопровождается длинным списком вспомогательных работ, таких как планировка площадки, снятие изоляционного покрытия, сварочно-монтажные работы, контроль сварных швов, демонтаж непригодной секции трубы, земляные работы и т.д.

Технология врезки под давлением по технологии TDW делает возможным проведение работ по замене участка трубопровода, ремонту или замене запорной арматуры и прочего оборудования без остановки перекачки и без потери производительности.

Перекрытие сечения нефтепровода находящегося под давлением производится посредством применения комплекса специального оборудования, в то время как перекачка продукта производится по временной байпасной линии.

В сравнении с традиционным методом ремонта с остановкой перекачки, технология TDW дает огромные преимущества, в первую очередь от отсутствия простоя трубопровода и снижения вреда окружающей среде, вызываемого откачкой нефти из длинных участков трубы. Помимо того, технология ремонта без остановки перекачки является, фактически, единственно адекватной мерой при ремонте нефтепроводом с большим объемом перекачки, так как на подобных объектах издержки от простоя трубопровода будут поистине колоссальны.

#### **3.2 Комплекс подготовительных работ**

Комплекс подготовительных работ при замене участка трубы на магистральном нефтепроводе включает в себя:

- оформление нарядов-допусков на производство работ повышенной опасности. К работам повышенной опасности относятся работы, при выполнении которых в местах производства работ действуют или могут возникнуть, независимо от выполняемой работы, опасные производственные факторы. Наряд-допуск является письменным разрешением на производство огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности, оформляется машинописным текстом отдельно на каждый вид работ и место их проведения, действителен в течение указанного в наряде-допуске срока, необходимого для выполнения объема работ, но не более 10 суток. Наряд-допуск может быть продлен на срок не более 3 суток, при этом общая суммарная продолжительность выполнения работ по одному наряду-допуску, с учетом его продления, не может превышать 10 суток [9];

- отвод территории для размещения временного строительного хозяйства и зоны производства работ по монтажу и врезке;

- доставка на объект строительной техники, оборудования и строительных материалов. Перевозка и транспортировка грузоподъемных машин, автотракторной и строительной техники в охранной зоне нефтепровода к местам производства ремонтно-строительных работ и работ по техническому обслуживанию нефтепроводов должна выполняться по постоянным маршрутам и только по вдольтрассовым дорогам или оборудованным вдольтрассовым проездам;

- проведение обследования участка нефтепровода, где планируется выполнение ремонтных работ, в границах опасной зоны с целью выявления и устранения повреждений, представляющих опасность при проведении огневых работ. Перед проведением этих работ очищается поверхность трубы, находящейся под давлением от изоляции. Очистка производится только вручную, либо пескоструйными установками, скребками, щетками, либо другими инструментами безударного действия;

- контроль качества металла трубы в месте монтажа узла врезки;

- определение и разметка мелом на поверхности трубы места врезки и установки узлов врезки (фитингов, патрубков);

- для защиты от атмосферных осадков и ветра, места проведения работ по монтажу и установке оборудования должны находиться под навесом.

### 3.3 Оборудование и материалы для производства врезки

Врезка в действующий трубопровод с последующей установкой временной байпасной линии производится в несколько этапов, на каждом из которых применяется различное оборудование.

Перечень основных машин и механизмов, которые требуются для производства ремонта, приведен в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Потребность в основных машинах и механизмах

№ п/п	Наименование	Марка	Кол-во ед.
1	Кран-трубоукладчик	«Камацу»	1
2	Автокран	КС-3562А	1
3	Сварочный агрегат	АС-1	2
4	Центратор наружный, звеньевой	ЦЗ-530	4
5	Специальное оборудование для врезки и перекрытия полости нефтепровода под давлением	Поставка фирмы «TDW»	1
6	Откачивающая установка	ПНА-2	1
7	Агрегат наполнительный	АН - 261	1
8	Агрегат опрессовочный	АО-161	1
9	Передвижная электростанция	ДЭС-100	1
10	Водоотливной агрегат	АЦН-10	2
11	Трубовоз	ПВ-91	1
12	Автомобиль грузовой	ЗИЛ-130	1
13	Вахтовый автомобиль	Урал-375	1
14	Вагон-бытовка		1
15	Радиостанция		2

Таблица 2 – Оборудование и материалы для врезки под давлением, поставляемые TDW

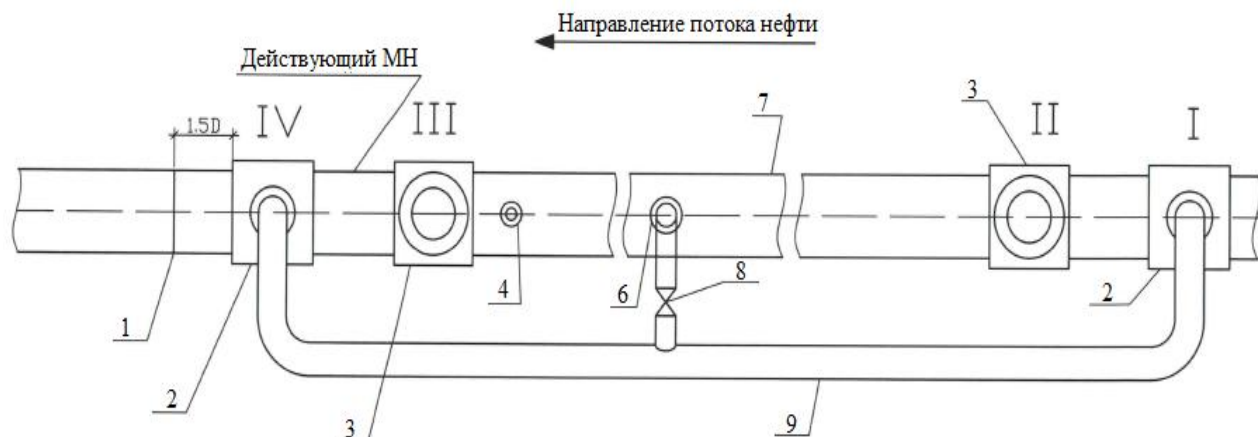
№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во
1	Фитинг «Stoppie» 32"х32" с фланцем LOR	шт.	2
2	Фитинг отводной 32"х28" с фланцем LOR	шт.	2

## Окончание таблицы 2

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во
3	Машина для перекрытия сечения «Stopp» (перекрывающее устройство с уплотнительным элементом под Ду 820 мм)	шт.	2
4	Машина ТМ1200 для сверления отверстий Ø 300...900 мм	шт.	1
5	Ручной сверлильный станок Т101b в комплекте со спиральным сверлом, адаптером, держателем заглушки TOR	шт.	1
6	Машина ТМ760 для сверления отверстий Ø 80...400 мм и комплект для установки пробки	шт.	1
7	Комплект инструмента и принадлежностей Ø 28" (фреза, держатель фрезы, направляющее сверло, держатель заглушки LOR)	кмп.	1
8	Комплект инструмента и принадлежностей Ø 32" (фреза, держатель фрезы, направляющее сверло, держатель заглушки LOR)	кмп.	1
9	Заглушка LOR Ø 32" с ниппелем под приварку купона Ø 32" для стоппльного фитинга	шт.	2
10	Заглушка LOR Ø 28" с ниппелем под приварку купона Ø 28" для отводного фитинга	шт.	2
11	Глухой фланец фитинга в комплекте с крепежом и прокладкой Ø 32" для стоппльного фитинга	шт.	2
12	Глухой фланец фитинга в комплекте с крепежом и прокладкой Ø 28" для отводного фитинга	шт.	2
13	Задвижка Sandwich для: - стоппльного фитинга (Ø 32"); - отводного фитинга (Ø 28")	шт. шт.	2 2
14	Патрубок TOR 2" в комплекте с заглушкой и глухим колпаком	шт.	2
15	Ответный фланец FLANGE WN Ø 28"	шт.	2
16	Комплект оборудования MAB для установки запорных камер в трубопровод	кмп.	2
17	Запорная камера (gasbag)	шт.	2
18	Гибкий шланг линии выравнивания давления Ø 50 мм (ANSI 600)	шт.	2
19	Гайковерт гидравлический	шт.	1

### 3.4 Ремонт с использованием приварных фитингов на 28"

После проведения подготовительных работ необходимо приступить к выполнению операций по перекрытию с двух сторон и замене участка МН с организацией байпасной линии без остановки перекачки. Схема подключения оборудования фирмы TDW на нефтепроводе представлена на рисунке 2.



1 – кольцевой шов нефтепровода; 2 – фитинг под байпас; 3 – фитинг под Stopple; 4 – патрубок TOR 2"; 5 – патрубок 6"; 7 – вантузная задвижка; 8 – байпасная линия

Рисунок 2 – Схема подключения оборудования

По результатам диагностики участка нефтепровода в местах приварки фитингов, которая включает в себя:

- определение или уточнение химического состава металла трубы по сертификату на трубы из паспорта трубопровода или неразрушающим методом с помощью переносного прибора Spectroport (Германия), рентгеноспектральный микроанализ (при отсутствии данных в паспорте трубопровода);

- контроль качества металла трубы, замер толщины стенки на расстоянии 100мм по обе стороны окружности места приварки, наружного диаметра и овальности трубы. Используются ультразвуковые толщиномеры и дефектоскопы (тип УТ-93-П, УД2-12 и др.);

- определяем и размечаем мелом на поверхности трубы места приварки фитингов.

Также по результатам диагностики определить максимально допустимое рабочее давление ( $P_{доп}$ ) на участке нефтепровода при проведении работ при врезке под давлением.

Величина допустимого рабочего давления в месте врезки фитингов не должна превышать максимально допустимого ( $P_{\text{доп}}$ ):

$$P_{\text{доп}} = \frac{2 \cdot K \cdot K_1 \cdot G_T \cdot (q - c) \cdot 100}{D_n},$$

(1)

где  $K$  – коэффициент, учитывающий категорию участка трубопровода,  $K = 0,6$  для категории II;

$K_1$  – коэффициент сварного шва;

$G_T$  – предел текучести металла трубы,  $G_m = 47,0$  кгс/мм<sup>2</sup>;

$q$  – фактическая толщина стенки трубы в месте приварки (по результатам замера),  $q = 11$  мм;

$c$  – поправочный коэффициент, учитывающий потерю прочности нагретого металла,  $c = 2,4$  мм;

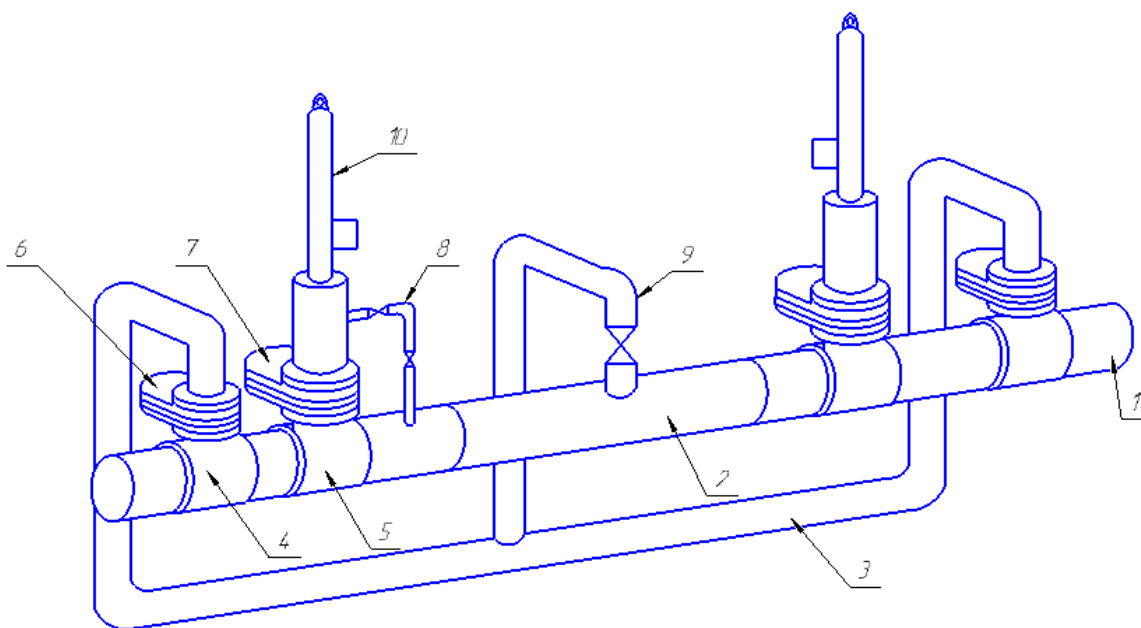
$D_n$  – наружный диаметр трубы в месте приварки (по результатам замера),  $D_n = 820$  мм.

Величина допустимого рабочего давления в месте врезки во время проведения работ не должна превышать максимально допустимого ( $P_{\text{доп}}$ ).

$$P_{\text{доп}} = \frac{2 \cdot 0,72 \cdot 0,83 \cdot 47 \cdot (11 - 2,4) \cdot 100}{820} = 59,1512 \text{ кгс} / \text{см}^2$$

По данным эксплуатирующей организации давление в нефтепроводе во время проведения работ – 5,5 МПа < 5,8 МПа

Сварка и монтаж байпасной линии. Байпас проложить на поверхности земли (рисунок 3).



1 – трубопровод 820x11 мм; 2 – ремонтируемый участок н/п; 3 – байпасная линия; 4 – разрезной тройник TEE LOR 32"x28"; 5 – разрезной тройник TEE Stopple 32"; 6 – задвижка Sandwich 28"; 7 – задвижка Sandwich 32"; 8 – линия выравнивания давления; 9 – откачивающая линия; 10 – устройство Stopple

Рисунок 3 – Монтажная схема установки оборудования на трубопроводе

Приварка вантузного патрубка к байпасной линии, монтаж вантузной задвижки. Сварка трубной плети (байпаса) производится со 100% контролем сварных стыков радиографическим методом.

Приварка инвентарных узлов на концах трубной заготовки (байпаса) для проведения гидравлического испытания байпаса.

Очистка внутренней полости испытываемого участка путем продувки воздухом.

Гидравлическое испытание на прочность проводится давлением 10,0 МПа в течение 24 часов.

Проверку на герметичность проводить после испытания на прочность и снижения испытательного давления до рабочего  $P_{\text{раб}} = 8,0$  МПа в течение 12 часов.

Трубопровод (байпас) считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на



прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление остается неизменным и не обнаружены утечки.

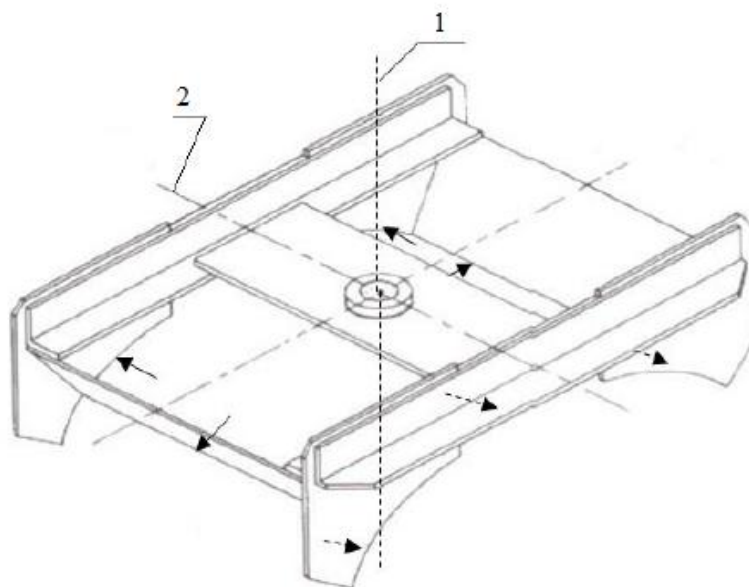
Параметры и схемы проведения испытаний, в которых указаны места установка манометров, точки наблюдения за испытанием устанавливаются инструкцией, разрабатываемой эксплуатирующей организацией.

Вырезка инвентарных узлов со вновь уложенного участка (байпаса).

Приварка фланцев на свободные концы трубопровода (байпасной линии).

Основные работы по вертикальной врезке, состоят из следующих технологических операций:

На действующий нефтепровод на существующей опоре ОСП монтируется и приваривается разрезной отводной фитинг I (рисунок 2) компании TDW с фланцем под установку задвижки типа «Sandwich» (для дальнейшего монтажа байпасной линии); также привариваются ребра жесткости на месте вырезаемого купона (рисунок 4).



1 – ось положения центра трубы, центра ребер жесткости и направления движения направляющего сверла машины для врезки; 2 – ось нефтепровода; стрелки указывают кромки ребер жесткости, прикрепляемые к стенке трубы прихватками с внутренней стороны ребра, и направление прихваток

Рисунок 4 – Конструктивное исполнение ребер жесткости

Контроль качества сварных соединений провести в два этапа:

- продольные швы – ультразвуковым методом;
- кольцевые швы – ультразвуковым и радиографическим методами.

Далее на действующий нефтепровод приваривается разрезной фитинг II с фланцем под установку задвижки типа «Sandwich» (для дальнейшего монтажа устройства по перекрытию сечения «stopple»), также привариваются ребра жесткости на месте вырезаемого купона (рисунок 4).

Контроль качества сварных соединений провести в два этапа:

- продольные швы – ультразвуковым методом;
- кольцевые швы – ультразвуковым и радиографическим методами.

Аналогичную работу произвести на другом конце перекрываемого участка (фитинги III и IV).

Приварка к стенке нефтепровода патрубка «TOR» Ø 57 мм (2"), для выравнивания давления в процессе операции перекрытия и патрубка «TOR» Ø 152 мм (6") для соединения отсекаемого участка трубопровода с временным байпасом через вантузную задвижку. Контроль качества сварного соединения провести ультразвуковым методом.

Монтаж плоских задвижек типа «Sandwich» согласно [10] на фланцы фитингов под байпас и под перекрывающее устройство «stopple» и задвижек типа «Newman» на патрубки TOR 2" и 6".

Установка машины для врезки T-101b, подготовленной для вырезания отверстия.

Засверливание отверстия Ду 50 мм машиной для врезки T-101b в нефтепроводе произвести согласно [11].

Установка машины для врезки TM760, подготовленной для вырезания отверстия Ду 150 мм.

Засверливание отверстия Ду 150 мм машиной для врезки TM760 в нефтепроводе.

Вырезка отверстий с помощью машины TM1200 производится в соответствии с [12].

Установить комплект машины для врезки ТМ 1200, подготовленный для вырезания отверстия Ду 700мм (для стоппльных фитингов – Ду 800 мм), на плоскую задвижку типа «Sandwich» фитинга I, закрепить шпильками и открыть задвижку. Подключить гибкий шланг линии для выравнивания давления от адаптера машины для врезки ТМ 1200 до задвижки типа «Newman» Ду 50 мм.

Подключить к штуцеру адаптера машины для врезки ТМ 1200 баллон с инертным газом и произвести проверку на герметичность разрезного тройника и фланцевых соединений собранной конструкции инертным газом, на давление 1,0 МПа. Продолжительность проверки 2 часа

Произвести испытание разрезного фитинга инертным газом, давлением  $P_{исп} = 1,1 \cdot P_{раб}$  в течение двух часов.

Сброс давления в атмосферу.

Выровнять давление в адаптере машины ТМ 1200 и участке нефтепровода, при этом одновременно проверить еще раз герметичность сварных швов фитинга, фланцевых соединений, плоской задвижки. Высверлить направляющим сверлом отверстие в напорном нефтепроводе.

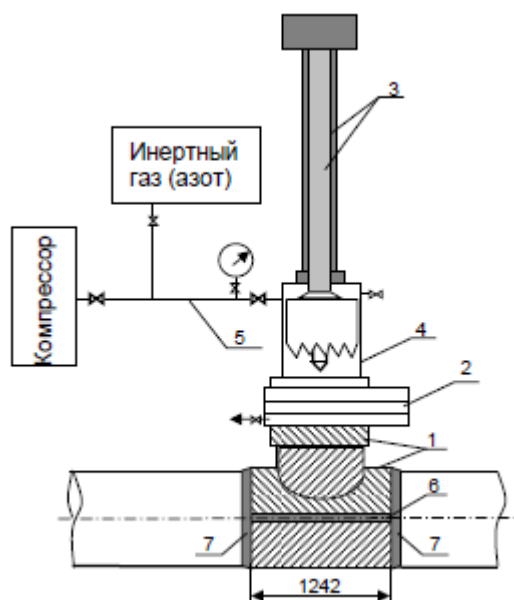
После этого производится вырезание отверстия круговой фрезой, при этом вырезанный купон удерживается на направляющем сверле (рисунок 5).

Фреза с вырезанным купоном поднимается в корпус машины, задвижка закрывается.

Демонтаж машины ТМ 1200 для сверления отверстий, извлечение вырезанного купона.

Аналогичные работы произвести на фитингах II, III, IV.

Подсоединить фланцы байпасной линии к плоским задвижкам фитингов I, IV. Байпас фиксируется на месте производства работ с помощью опор во избежание его смещения при заполнении нефтью.



1 – фитинг «Stopples» – 28" (LOR 32" x 28") с фланцем LOR; 2 – задвижка "Sandwich" 32" (28"); 3 – машина для врезок ТМ-1200; 4 – адаптер машины для врезок; 5 – линия подачи давления (прессовки) Ду 20; 6 – продольные стыковые сварочные швы разрезного тройника; 7 – кольцевые угловые (нахлесточные) сварочные швы: фитинг / труба

Рисунок 5 – Схема испытания узла врезки

По окончании работ по подсоединению байпасной линии выполнить работы по переводу транспортировки нефти с отсекаемого участка на байпасную линию. Для этого:

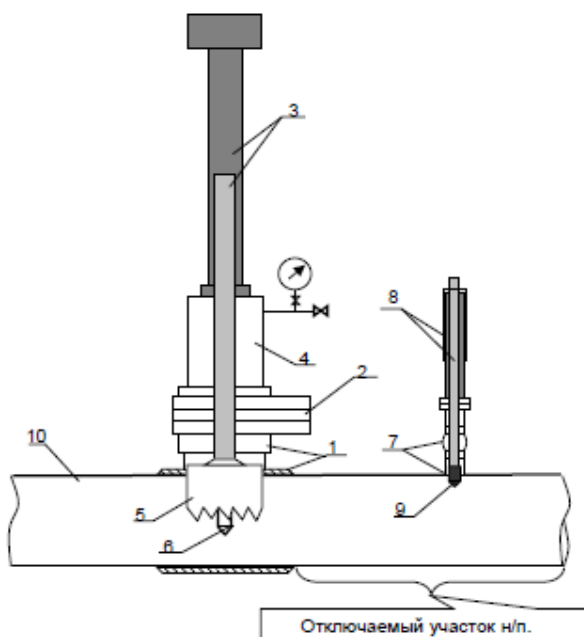
- смонтировать откачивающую линию, вантузные задвижки байпасной линии и ремонтируемого участка, откачивающую установку;
- через откачивающую линию произвести заполнение байпасного участка трубопровода нефтью, сдrenировать воздух через вантузную задвижку и дыхательный патрубок, продолжить заполнение байпасного участка трубопровода до полного удаления воздуха и появления нефти через рукав дыхательного патрубка, не допускать возможного разлива нефти;
- закрыть вантузную задвижку и демонтировать дыхательный патрубок.

Открыть плоские задвижки и пустить поток нефти по байпасной линии для испытания и проверки ее на герметичность. Проверка на герметичность и испытание байпасной линии производится давлением перекачиваемого

продукта, равным допустимому рабочему на период проведения работ по врезке. Продолжительность проверки и испытания байпасной линии в соответствии составляет не менее 12 часов согласно [13].

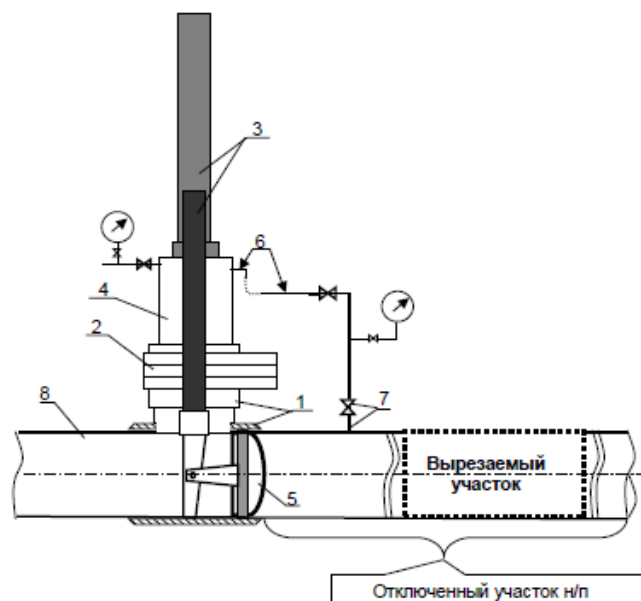
Монтаж запорных устройств «Stopples» на плоские задвижки разрезных стоппльных фитингов (внутренних II и III, рисунок 6). Запорные устройства монтировать одновременно или поочередно на обоих концах перекрываемого участка согласно [14].

Открыть плоские задвижки стоппльных фитингов, ввести сначала вторую (фитинг III, рисунок 7) по ходу движения нефти головку запорного устройства, затем расположенную первой (фитинг II) головку запорного устройства.



1 – Фитинг «Stopples» – 32" (LOR 32" x 28") с фланцем LOR; 2 – Задвижка "Sandwich" 32" (28"); 3 – машина для врезок ТМ-1200; 4 – адаптер машины для врезок; 5 – Фреза STOPPLE – 32" (28"); 6 – направляющее сверло; 7 – узел врезки малого диаметра Ду 800 x 50; 8 – сверлильный механизм Т-101XL; 9 – сверло 1,1/4"; 10 – нефтепровод

Рисунок 6 – Схема монтажа машин для врезок



1 – фитинг «Stopp» – 32" с фланцем LOR; 2 – задвижка "Sandwich" 32"; 3 – механизм для закупорки (гидроцилиндр); 4 – корпус головы для закупорки; 5 – голова для закупорки; 6 – линия сброса/выравнивания давления; 7 – узел врезки Ду700-50 (фитинг TOR-2") типа "отводной патрубков усиленный (Тип-Ia)" с шаровым краном Ду 50; Ру 80; 8 – нефтепровод

Рисунок 7 – Схема монтажа механизма для закупорки

Открыть одну из задвижек перепускного патрубка и через него сбросить давление между обеими запорными головками, освобождая участок нефтепровода, подлежащий демонтажу, от нефти.

Для контроля герметичности уплотняющих элементов на одном из перепускных патрубков следует установить манометр.

Произвести перекачку нефти с ремонтируемого участка в байпасную линию в присутствии представителей заказчика.

Закрывать задвижки перекачивающей линии.

Демонтаж откачивающей линии.

Проведение работ по демонтажу дефектного участка нефтепровода.

Сварочно-монтажные работы по присоединению катушки (подрядчик).  
 Произвести размагничивание участка трубопровода и контроль качества сварных стыков радиографическим и ультразвуковым методами.

Выровнять давление по обе стороны запорных головок каждого запорного устройства (фитинги II и III, рисунок 6). Поднять стоппльные устройства, закрыть плоские задвижки стоппльных устройств.

Демонтаж запорных устройств стоппл.

Установка концевых пробок LOR с приваренным купоном (вырезанная часть трубы) с помощью машины ТМ-1200 на фланцы разрезных стоппльных фитингов.

Демонтаж плоских задвижек разрезных стоппльных фитингов II, III.

Установка глухих фланцев на разрезные стоппльные фитинги II, III.

Закреть плоские задвижки байпасной линии и перевести перекачку нефти на вновь смонтированный трубопровод.

Демонтировать байпасную линию, вантузную задвижку. Работы проводятся одновременно на двух концах отремонтированного участка.

При помощи ручного сверлильного станка 101А установить концевые пробки LOR на отводные патрубки TOR 2".

Установка концевых пробок LOR с приваренным купоном (вырезанная часть трубы) с помощью машины ТМ-1200 на фланцы разрезных отводных фитингов I, IV (рисунок 5).

Демонтаж плоских задвижек разрезных отводных фитингов.

Установка глухих фланцев на разрезные отводные фитинги, колпаков на отводные патрубки I, IV.

При проведении ремонтных работ с использованием оборудования фирмы TDW необходимо выполнять все требования документации, входящей в комплект поставки оборудования и руководствоваться документом «Оборудование для врезки и перекрытия под высоким давлением трубопроводов, магистральных нефтепроводов и трубопроводной обвязки заводом TDW».

Изолировать два отводных и два стоппльных фитинга вручную напыляемым покрытием БИУРС и FRUCS.

Изоляцию сварных стыков, отводов и переходных колец (катушек) выполнить термоусаживающей пленкой, сверху наносится термоусаживающая обертка.

Вывод техники с места производства работ.

Составление исполнительной документации.

### **3.5 Ремонт с использованием фланцевых адаптеров с боковым отводом**

Основным отличием модернизированной технологии от технологии приведенной в предыдущем подразделе заключается в том, что байпасная линия монтируется не на приварные 28" фитинги а на фланцевые адаптеры с боковым отводом (рисунок 8).

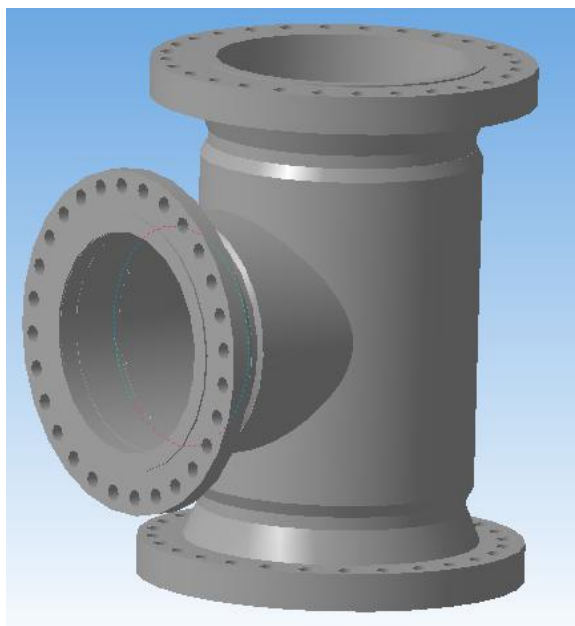


Рисунок 8 – Адаптер фланцевый с боковым отводом

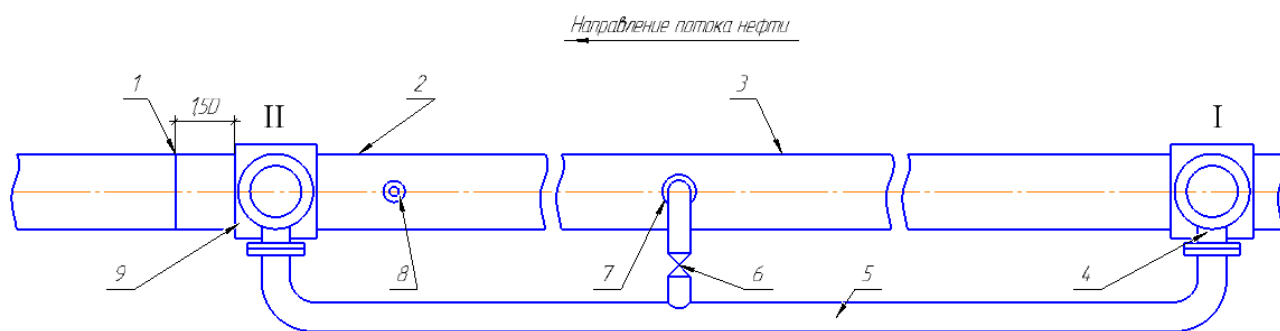
При использовании способа подсоединения байпаса и перекрытия полости нефтепровода через фланцевые адаптеры с боковым ответвлением на



нефтепроводе после демонтажа байпаса вместо четырех тройников остаются два равнопроходных (стоппльных) тройника.

Врезку временного байпаса и перекрытие полости нефтепровода с использованием фланцевых адаптеров с боковым ответвлением выполняем с помощью вертикальной врезки перпендикулярно поверхности земли через плоские задвижки, установленные на фланцевых адаптерах, смонтированных на фланцах LOR ответвлений равнопроходных тройников.

Схема подключения оборудования фирмы TDW на нефтепроводе представлена на рисунке 9.



1 – кольцевой шов нефтепровода; 2 – действующий нефтепровод; 3 – демонтируемый участок; 4 – фланцевый адаптер; 5 – байпасная линия; 6 – вантузная задвижка; 7 – патрубок откачивающей линии; 8 – патрубок 2"; 9 – фитинг «Stopple»

Рисунок 9 – Схема подключения оборудования TDW на трубопроводе

Байпас подсоединяется параллельно поверхности земли к боковым ответвлениям фланцевых адаптеров через плоские задвижки, установленные на фланцах боковых ответвлений адаптеров, как показано на рисунке 10. По окончании ремонтных работ байпас демонтируют.

За исключением порядка подключения байпасной линии, порядок работ идентичен порядку работ приведенному в предыдущем разделе.

Сборку и сварку труб в байпас производят в соответствии с [15]. Сборку труб с производят с использованием центраторов. К временному байпасу с

обоих его концов приваривают по одному инвентарному отводу с углом поворота 90° в направлении к месту врезки в нефтепровод.

Расстояние между тройниками для запорных устройств и местом выполнения огневой работы должно быть не менее 8 м.

Врезку байпаса и запорных устройств «Stopples» производят в следующем порядке:

- на вертикальных ответвлениях равнопроходных (стопльных) тройников монтируют фланцевые адаптеры с боковым ответвлением;

- на вертикальном и боковом ответвлениях фланцевых адаптеров монтируют плоские задвижки;

- на машину для врезки монтируют адаптер и фрезу для вырезания равнопроходных отверстий;

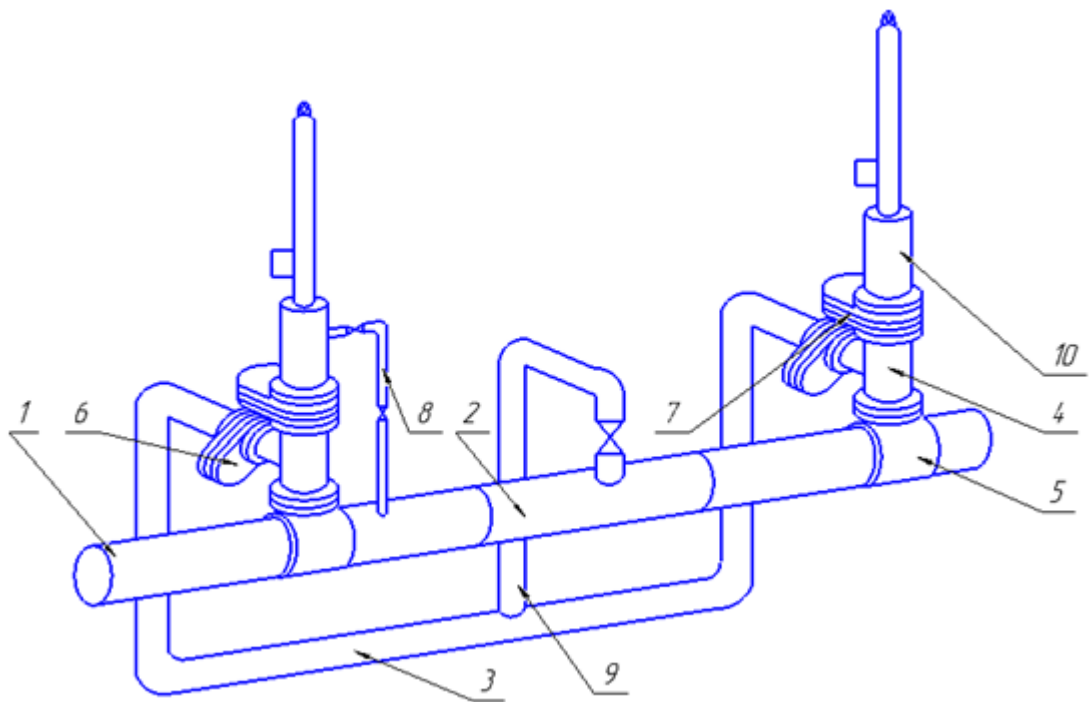
- машину для врезки устанавливают на плоскую задвижку вертикального ответвления фланцевого адаптера, закрепляют шпильками;

- задвижку вертикального ответвления фланцевого адаптера открывают, задвижку бокового ответвления фланцевого адаптера оставляют закрытой, проводят проверку герметичности фланцевых соединений стыковочного узла и испытание тройника;

- вырезают отверстие в стенке нефтепровода, закрывают плоскую задвижку и демонтируют машину аналогично технологии описанной в предыдущем разделе;

- для монтажа трубной обвязки запорных устройств «Stopples» на задвижку «Newman» перепускного патрубка устанавливают ручной сверлильный станок, вырезают отверстие в стенке трубы, закрывают задвижку «Newman» и демонтируют станок.

Аналогичную работу производят последовательно на другом конце участка, подлежащего ремонту.



1 – нефтепровод ; 2 – ремонтируемый участок; 3 – байпас; 4 – разрезной тройник запорного устройства; 5 - фланцевый адаптер с боковым ответвлением; 6 – плоская задвижка запорного устройства; 7 – плоская задвижка байпаса; 8 – запорное устройство; 9 – вантузная задвижка

Рисунок 10 – Врезка временного байпаса и перекрытие полости нефтепровода с использованием фланцевых адаптеров с боковым ответвлением

Подсоединяют фланцы байпаса к плоским задвижкам боковых ответвлений адаптеров.

Открывают плоские задвижки боковых ответвлений фланцевых адаптеров и направляют поток нефти по байпасу для испытания и проверки его на герметичность [15]. По завершении испытания плоские задвижки фланцевых адаптеров закрывают.

Перекрытие полости нефтепровода производят в следующем порядке:

- на плоские задвижки вертикальных ответвлений фланцевых адаптеров установить запорные устройства «Stopples» одновременно или поочередно на обоих концах ремонтируемого участка;
- корпуса запорных устройств «Stopples» соединить с перепускными патрубками трубной обвязкой;

- плоские задвижки боковых ответвлений фланцевых адаптеров открыть и ввести в работу байпас;

- открыть плоскую задвижку вертикального ответвления фланцевого адаптера со вторым по направлению движения нефти запорным устройством и медленно ввести в полость трубы нефтепровода вторую по направлению движения нефти головку запорного устройства, контролируя величину перепада давления на головках запорных устройств «Stopples» и герметичность уплотняющих элементов на головках по манометрам, установленным на трубных обвязках выравнивания давления и корпусах запорных устройств;

- при стабилизации давления на перекрываемом участке после установки в рабочее положение второго по направлению движения нефти запорного устройства открыть плоскую задвижку вертикального ответвления фланцевого адаптера с первым по направлению движения нефти запорным устройством и медленно ввести в полость трубы первую по направлению движения нефти головку запорного устройства;

- участок трубы, подлежащий ремонту освободить от нефти.

После ремонта участка нефтепровода заварить технологические отверстия, вытеснить воздух из отремонтированного участка и выравнивают давление по обе стороны запорных головок каждого запорного устройства «Stopples» через перепускные патрубки трубной обвязки.

Вывести расположенную первой по направлению движения потока нефти запорную головку, затем вторую.

Провести испытание вваренного вновь построенного участка трубы под давлением нефти, равным допустимому рабочему при проведении ремонтных работ.

Демонтаж запорных устройств «Stopples» и байпаса производится в следующем порядке:

- плоские задвижки перепускных патрубков закрыть, трубную обвязку между ними и корпусами запорных устройств «Stopples» демонтировать;

- закрыть плоские задвижки Sandwich вертикальных ответвлений фланцевых адаптеров, освободить от нефти корпуса запорных устройств и демонтировать устройства «Stopple»;

- закрыть плоские задвижки боковых ответвлений фланцевых адаптеров и демонтировать байпас.

Работы следует производить одновременно на двух концах отремонтированного участка.

Монтаж пробок LOR, демонтаж плоских задвижек с вертикальных и боковых ответвлений фланцевых адаптеров, демонтаж двух фланцевых адаптеров и монтаж двух глухих фланцев на вертикальных ответвлениях равнопроходных (стопльных) тройников произвести в следующем порядке:

- закрепить на заглушке LOR вырезанный темплет для предотвращения застревания очистных устройств и дефектоскопов, предварительно очистив его от наплавленных прихваток;

- машину для врезки установить на горизонтальную плоскую задвижку Sandwich фланцевого адаптера, открыть плоскую задвижку, вытеснить воздух из адаптера машины, выровнять давление в адаптере машины, по обе стороны задвижки и в нефтепроводе;

- опустить заглушку LOR во фланец LOR равнопроходного (стопльного) тройника и установить её в стопорном кольце фланца, сегментами стопорного кольца фланца закрепить заглушку;

- задвинуть борштангу в адаптер машины, освободить адаптер от нефти, демонтировать машину, плоскую задвижку и фланцевый адаптер;

- установить глухой фланец с прокладкой на фланец LOR равнопроходного (стопльного) тройника и закрепить его болтами.

Аналогичные работы произвести последовательно на другом конце участка.

По завершении работ поднять давление на отремонтированном участке до уровня проходного рабочего давления нефтепровода, провести испытание отремонтированного участка проходным рабочим давлением.

Сварные швы приварки узлов врезки оформляют как гарантийные стыки. Все работы выполняются в порядке установленном [16].

### **3.6 Сварочные работы**

При ремонте нефтепровода по технологии с пуском байпасной линии через фланцевые адаптеры, сварочные работы производятся только при приварке разрезного фитинга-тройника 32" х 32" и при варке новой секции трубы.

Сварочных и сопряженные с ними монтажные работы производятся в порядке описанном в операционных технологических картах, составленных на основании расчетов параметров ручной электродуговой сварки и согласно требованиям [6].

Сварочные работы осуществляются ручной электродуговой сваркой, электродами с основным покрытием.

Визуальный, радиографический и ультразвуковой контроль сварных соединений производится согласно [17], [18] и [19].

Операционные технологические карты приведены на листе 5 графической части.

## 4 Расчет конструктивных элементов на прочность

На прочность должны быть проверены наиболее нагруженные элементы – приварной фитинг 32" и фланцевый адаптер с боковым отводом.

Приварной фитинг подвергается проверке толщин стенки усиливающей муфты и патрубка на соответствие нормативам и устойчивость к воздействию внутреннего давления нефти и веса конструкции машины для врезки и перекрытия трубопровода.

Фланцевый адаптер проверяется на устойчивость к воздействию внутреннего давления нефти и веса конструкции машины для врезки и перекрытия трубопровода с учетом коэффициента понижения прочности от бокового отвода согласно [20].

### 4.1 Расчет приварного фитинга «Stoppie»

Фитинг «Stoppie» фирмы TDW является муфтовым разрезным тройником. Проведем проверочный расчет толщины стенки усиливающей муфты фитинга «Stoppie» 32".

Минимальная толщина стенки усиливающей муфты разрезного тройника по условию (2) не должна быть меньше:

$$\delta_y \geq k_{PT} \cdot \frac{R_{mp}^H}{R_y^H} \cdot \delta_{mp}, \quad (2)$$

где  $\delta_{mp}$  – толщина стенки трубы в месте ремонта, мм;

$\delta_y$  – толщина стенки усиливающей муфты фитинга, мм;

$R_{mp}^H$  – нормативное временное сопротивление трубы, МПа;

$R_y^H$  – нормативное временное сопротивление металла усиливающей муфты, МПа;

$k_{PT}$  – коэффициент, учитывающий наличие внутреннего давления между усиливающей муфтой и основной трубой:

$$k_{PT} = 1,5, \text{ при } \frac{D_{намп}^H}{D_{тр}^H} \leq 0,475, \quad (3)$$

$$k_{PT} = 2, \text{ при } \frac{D_{намп}^H}{D_{тр}^H} > 0,475, \quad (4)$$

где  $D_{тр}^H$  – наружный диаметр основной трубы, мм;

$D_{намп}^H$  – наружный диаметр патрубка, мм.

Фитинг изготовлен из импортной стали P355NL1 с нормативным временным сопротивлением 490 МПа.

Труба нефтепровода изготовлена из стали 09Г2ФБ с нормативным временным сопротивлением 550 МПа.

Исходные данные:

$$\delta_{тр} = 11 \text{ мм}, R_{тр}^H = 550 \text{ МПа}; R_y^H = 490 \text{ МПа}; D_{намп}^H = 820 \text{ мм}; D_{тр}^H = 874 \text{ мм}.$$

Определим по (3) и (4) коэффициент, учитывающий наличие внутреннего давления:

$$\frac{D_{намп}^H}{D_{тр}^H} = \frac{874}{820} = 1,066, \text{ следовательно } k_{PT} = 2.$$



Тогда, по формуле (2):

$$\delta_y \geq 2 \cdot \frac{550}{490} \cdot 11 \geq 25 \text{ мм.}$$

Толщина стенки усиливающей муфты фитинга равна 50 мм, таким образом, фитинг удовлетворяет условию прочности по толщине стенки усиливающей муфты.

Проведем расчет минимальной толщины стенки патрубка разрезного тройника.

Минимальная толщина стенки патрубка разрезного тройника должна быть не меньше:

$$\frac{\delta_{намп}}{\delta_{тр}} \geq \frac{R_{тр}^H}{R_{намп}^H} \cdot \left( A + B \cdot \frac{D_{намп}^H}{D_{тр}^H} \right), \quad (5)$$

где  $\delta_{тр}$  – то же что и в формуле (2);

$\delta_{намп}$  – толщина стенки патрубка фитинга, мм;

$R_{тр}^H$  – то же что и в формуле (2);

$R_{намп}^H$  – нормативное временное сопротивление металла патрубка, МПа;

$A, B$  – коэффициенты, учитывающие наличие внутреннего давления;

$D_{тр}^H$  – то же что и в формуле (3);

$D_{намп}^H$  – то же что и в формуле (3).

$$\begin{cases} A = 0,4; B = 1,273, \text{ при } \frac{D_{намп}^H}{D_{мп}^H} \leq 0,475; \\ A = -0,215; B = 2,612, \text{ при } \frac{D_{намп}^H}{D_{мп}^H} > 0,475. \end{cases} \quad (6)$$

По (6) определим значения коэффициентов  $A$  и  $B$ :

$$\frac{D_{намп}^H}{D_{мп}^H} = \frac{874}{820} = 1,066 > 0,475, \text{ следовательно } A = -0,215, B = 2,612.$$

Таким образом, согласно формуле (5) определим минимальную толщину стенки патрубка разрезного тройника:

$$\frac{\delta_{намп}}{11} \geq \frac{550}{490} \cdot \left( -0,214 + 2,612 \cdot \frac{874}{820} \right);$$

$$\frac{\delta_{намп}}{11} \geq 2,57;$$

$$\delta_{намп} \geq 28,3.$$

Толщина стенки патрубка фитинга «Stoppie» равна 40 мм, что больше расчетного значения.

Таким образом, разрезной тройник фирмы TDW удовлетворяет условиям прочности по толщине стенки усиливающей муфты и по толщине стенки патрубка.

Устойчивость к воздействию внутреннего давления нефти и веса конструкции машины для врезки и перекрытия трубопровода определяется из условия:

$$\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2} \leq \frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n}, \quad (7)$$

где  $\sigma_1$  – меридиональное напряжение, МПа;  
 $\sigma_2$  – кольцевое напряжение, МПа;  
 $\gamma_c$  – коэффициент условий работы стенки патрубка;  
 $\gamma_n$  – коэффициент, учитывающий уровень ответственности;  
 $R_y$  – расчетное сопротивление материала, МПа.

Определим расчетное сопротивление материала:

$$R_y = \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c \cdot \gamma_t}{\gamma_m \cdot \gamma_n}, \quad (8)$$

где  $R_{yn}$  – нормативный предел текучести, МПа;  
 $\gamma_t$  – коэффициент, учитывающий температуру эксплуатации;  
 $\gamma_n$  – коэффициент, учитывающий уровень ответственности;  
 $\gamma_m$  – коэффициент надежности по материалу;  
 $\gamma_c$  – то же, что и в формуле (7).

$$R_y = \frac{345 \cdot 1,2 \cdot 1}{1,1 \cdot 1,05} = 358,44 \text{ МПа.}$$

Определим меридиональное напряжение:

$$\sigma_1 = \frac{1,05 \cdot g \cdot (m_m + m_a)}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot \delta_{нагр}}, \quad (9)$$

где  $m_m$  – масса машины для врезок, кг;

$m_m$  – масс фланцевого адаптера, кг;

$r$  – внешний радиус патрубка, м;

$\delta_{напр}$  – то же что и в формуле (5).

$$\sigma_1 = \frac{1,05 \cdot 9,81 \cdot (2450 + 2480)}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,437 \cdot 0,04} = 0,487 \text{ МПа.}$$

Определим кольцевые напряжения:

$$\sigma_2 = \frac{P_{дон} \cdot D_{напр}^H}{2 \cdot \delta_{напр}}, \quad (10)$$

где  $P_{дон}$  – то же что и в формуле (1);

$D_{напр}^H$  – то же что и формуле (4);

$\delta_{напр}$  – то же что и в формуле (5).

$$\sigma_2 = \frac{5,915 \cdot 0,874}{2 \cdot 0,04} = 64,62 \text{ МПа.}$$

Проверим патрубок на соответствие условию (7):

$$\sqrt{0,487^2 - 0,487 \cdot 64,62 + 64,62^2} \leq \frac{358,44 \cdot 1,2}{1,05};$$

$$64,4 \text{ МПа} \leq 409,6 \text{ МПа.}$$

Все условия выполняются, следовательно, фитинг удовлетворяет условиям прочности и пригоден к использованию.

## 4.2 Расчет фланцевого адаптера

Устойчивость адаптера к воздействию внутреннего давления нефти и веса конструкции машины для врезки и перекрытия трубопровода определяется из условия:

$$\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2} \leq \frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n} \cdot \varphi_D, \quad (11)$$

где  $\sigma_1$  – то же что и в формуле (7);

$\sigma_2$  – то же что и в формуле (7);

$\gamma_c$  – то же что и в формуле (7);

$\gamma_n$  – то же что и в формуле (7);

$R_y$  – то же что и в формуле (8);

$\varphi_D$  – коэффициент понижения прочности.

Так как адаптер выполнен из того же материала, что и приварной фитинг, его расчетное сопротивление будет таким же.

Определим меридиональное напряжение:

$$\sigma_1 = \frac{1,05 \cdot g \cdot m_m}{2 \cdot \pi \cdot r_a \cdot \delta_a}, \quad (12)$$

где  $m_m$  – масса машины для врезок, кг;

$r_a$  – внешний радиус обечайки адаптера, м;

$\delta_a$  – толщина стенки обечайки адаптера.

$$\sigma_1 = \frac{1,05 \cdot 9,81 \cdot 2450}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,437 \cdot 0,04} = 0,212 \text{ МПа.}$$

Определим кольцевые напряжения:

$$\sigma_2 = \frac{P_{дон} \cdot D_a^H}{2 \cdot \delta_a}, \quad (13)$$

где  $P_{дон}$  – то же что и в формуле (1);

$D_a^H$  – наружный диаметр обечайки адаптера;

$\delta_{напр}$  – то же что и в формуле (12).

$$\sigma_2 = \frac{5,915 \cdot 0,874}{2 \cdot 0,04} = 64,62 \text{ МПа.}$$

Определим коэффициент понижения прочности :

$$\varphi_D = \frac{2}{\frac{D_{напр}^{вн}}{\sqrt{D_a^{вн} \cdot \delta_a}} + 1,75}, \quad (14)$$

где  $D_{напр}^{вн}$  – внутренний диаметр патрубка адаптера, мм;

$D_a^{вн}$  – внутренний диаметр обечайки адаптера, мм;

$\delta_a$  – то же что и в формуле (12).

$$\varphi_D = \frac{2}{\frac{690}{\sqrt{790 \cdot 40}} + 1,75} = 0,355.$$

Проверим патрубок на соответствие условию (11):

$$\sqrt{0,212^2 - 0,212 \cdot 64,62 + 64,62^2} \leq \frac{358,44 \cdot 1,2}{1,05} \cdot 0,355;$$

$$64,4 \text{ МПа} \leq 145,4 \text{ МПа}.$$

Все условия выполняются, следовательно, адаптер удовлетворяет условиям прочности и пригоден к использованию.

## **5 Экономика**

### **5.1 Общие сведения о разделе, преимущества предлагаемой технологии**

Данный раздел работы посвящен расчету экономической эффективности модернизации технологии ремонта магистрального нефтепровода, без остановки перекачки по технологии TDW.

Львиная доля ремонтных работ на нефтепроводе производится путём замены дефектной секции трубы, либо заменой неисправного оборудования. Так как ремонт сопровождается вскрытием полости трубопровода, становится необходимым освобождение ремонтируемого участка трубы от нефти. На время ремонта, отсеченный участок заменяется байпасной линией, что позволяет избежать остановки процесса перекачки. Всё это обуславливает необходимость применения технологии ремонта без остановки перекачки.

В связи с этими факторами организации, эксплуатирующие трубопроводы, стараются использовать доступные и безопасные технологии, которые позволяют избежать остановки технологического процесса перекачки и сократить сроки ремонта.

В данной работе в качестве альтернативы широко распространённому методу ремонта с прокладкой байпасной линии от дополнительной пары приварных фитингов предлагается применить фланцевый адаптер с боковым отводом, присоединяемый непосредственно на фитинг 32", с установкой на его боковой отвод байпаса.

Данная модернизация позволит: во-первых – значительно сократить затраты на ремонт трубопроводов, так как адаптер является оборудованием многоразового использования, в отличие от фитингов, остающихся на трубе; во-вторых – сократить затраты рабочего времени, поскольку предлагаемый вариант технологии сокращает количество врезочных и сварочных работ в два



раза; в-третьих – отпадает необходимость использования врез и направляющих сверл на 28", что так же сокращает затраты.

## 5.2 Структура затрат на ремонт

Чтобы подтвердить экономическую эффективность новой технологии, в работе будет произведен расчет затрат на ремонт по существующей технологии и по предлагаемому модернизированному варианту.

В состав ремонтных расходов входят затраты на приобретение оборудования и затраты на проведение строительно-монтажных работ. Общая сумма ремонтных расходов определится по формуле

$$K = K_p + K_{об}; \quad (15)$$

где  $K$  – общие затраты, руб.;

$K_p$  – затраты на проведение строительно-монтажных работ, руб.;

$K_{об}$  – затраты на приобретение оборудования и расходных материалов, руб.

## 5.3 Расчет затрат на замену участка трубы по технологии с пуском байпасной линии через приварные фитинги

Для проведения подсчета затрат строительно-монтажные работы и закупку оборудования, сведем имеющиеся данные в таблицы 3 и 4.

Таблица 3 – Затраты на проведение строительно-монтажных работ

№ п/п	Наименование объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.
1	Подготовительные работы	
1.1	Транспортировка оборудования	69,8
1.2	Зачистка изоляции	77,4
1.3	Дробеструйная обработка поверхности трубопровода	53,8
1.4	Предварительный подогрев	30,8
Итого по п.1		231,8

## Окончание таблицы 3

№ п/п	Наименование объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.
2	Сварочно-монтажные работы	
2.1	Сварочные работы	653,6
2.2	Монтажные работы	430
2.3	Изоляционные работы	472,3
Итого по п.2		1555,9
3	Заключительные работы	
3.1	Контроль сварных соединений	164,3
Итого по п.3		
4	Прочие работы и затраты (ГСМ и т.п.)	351,5
Итого:		2303,5

Поскольку, в обоих вариантах технологии применяется машина для резки ТМ-1200, примем, что закупка основных средств не производится и сравним затраты на расходные материалы и принадлежности.

В таблице 3 сведены затраты на материалы для проведения вырезки дефектного участка с приваркой четырех фитингов.

Таблица 4 – Затраты на приобретение оборудования и материалов для производства ремонта по существующей технологии

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость оригинала, тыс. руб.	Стоимость аналога, тыс. руб.
1	Фитинг «Stopp» Класс 600 - 32"	шт.	2	920,6	646,3
2	Компоновка ребер жесткости - 32" в комплекте с центрирующим устройством TDW	кмп.	2	13,7	29
3	Сверло направляющее TDW ТМ 1200-32"	шт.	2	22,0	-
4	Фреза «Stopp» ТМ 1200-32"	шт.	2	125,8	-
5	Прокладка для фитинга TDW STOPPLE- 32" кл.600 RF	шт.	10	13,3	8,1
6	Пробка LOR (с ниппелем под приварку купона для пропуска очистных устройств по трубопроводу) 32"	шт.	2	128,1	48,6
7	Фланец глухой TDW 32"	шт.	2	160,0	96,3
8	Фитинг TOR-2", класс 600RF в комплекте с резьбовой пробкой, уплотнительным резиновым кольцом, защитным колпачком, ХЛ1	кмп.	2	2,8	1,6

## Окончание таблицы 4

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость оригинала, тыс. руб.	Стоимость аналога, тыс. руб.
9	Фитинг LOR Класс 600 - 32"х28"	шт.	2	900,9	553,7
10	Компоновка ребер жесткости - 28" в комплекте с центрирующим устройством TDW	кмп.	2	11,6	19,3
11	Сверло направляющее TDW TM 1200-28"	шт.	4	34,0	-
12	Фреза Williamson TDW TM1200K-28	шт.	2	88,0	-
13	Прокладка для фитинга TDW STOPPLE- 28" кл.600 RF	шт.	10	12,6	7,2
14	Фланец ответный 28"	шт.	2	131,7	97,1
15	Пробка LOR (с ниппелем под приварку купона для пропуска очистных устройств по трубопроводу) 28"	шт.	2	91,4	40,7
16	Фланец глухой TDW 28"	шт.	2	89,6	81,5
17	Кольца уплотнительные на пробку 28 дюймов	шт.	2	114,1	-
18	Кольца уплотнительные на пробку 32"	шт.	2	228,2	-
19	Секция трубы	шт.	1	138	
Итого:				3226,4	2379,7

Данные полученные на основании анализа вышеприведенной таблицы указывают на целесообразность применения аналоговых расходных материалов отечественного производства.

#### **5.4 Расчет затрат на замену участка трубы по технологии с пуском байпасной линии через фланцевый адаптер с боковым отводом**

В таблицах 5 и 6 приведен перечень затрат на проведение вырезки дефектного участка по технологии с подключением байпасной линии через фланцевый адаптер с боковым отводом.

Таблица 5 – Затраты на проведение строительно-монтажных работ

№ п/п	Наименование объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.
1	Подготовительные работы	
1.1	Транспортировка оборудования	69,8
1.2	Зачистка изоляции	50,6
1.3	Дробеструйная обработка поверхности трубопровода	38,7
1.4	Предварительный подогрев	23,6
Итого по п.1		182,8
2	Сварочно-монтажные работы	
2.1	Сварочные работы	587
2.2	Монтажные работы	430
2.3	Изоляционные работы	420,5
Итого по п.2		1437,5
3	Заключительные работы	
3.1	Контроль сварных соединений	164
Итого по п.3		
4	Прочие работы и затраты (ГСМ и т.п.)	351,5
Итого:		2135,8

Таблица 6 – Затраты на приобретение оборудования и материалов для проведения ремонта по модернизированной технологии

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость оригинала, тыс. руб.	Стоимость аналога, тыс. руб.
1	Фитинг «Stopple» Класс 600 - 32"	шт.	2	920,6	646,3
2	Компоновка ребер жесткости - 32" в комплекте с центрирующим устройством TDW	кмп.	2	13,7	29
3	Сверло направляющее TDW ТМ 1200-32"	шт.	2	22,0	-
4	Фреза TDW «Stopple» ТМ 1200-32"	шт.	2	125,8	-
5	Прокладка для фитинга TDW «Stopple» - 32" кл.600 RF	шт.	10	13,3	8,1
6	Фланец глухой TDW 32"	шт.	2	160,0	96,3
7	Пробка LOR (с ниппелем под приварку купона для пропуска очистных устройств по трубопроводу) 32"	шт.	2	128,1	48,6
8	Фитинг TOR-2", класс 600RF в комплекте с резьбовой пробкой, уплотнительным резиновым кольцом, защитным колпачком, ХЛ1	кмп.	2	2,8	1,6
9	Кольца уплотнительные на пробку 32"	шт.	2	228,2	-

### Окончание таблицы 6

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость оригинала, тыс. руб.	Стоимость аналога, тыс. руб.
10	Адаптер фланцевый с боковым отводом 32"х28"	шт.	2	1340,2	947,8
11	Секция трубы	шт.	1	138	
Итого:				3092,7	2291,7

Данные полученные на основании анализа вышеприведенной таблицы указывают на целесообразность применения аналоговых расходных материалов отечественного производства.

## 5.5 Расчет затрат на монтаж оборудования

### 5.5.1 Амортизационные отчисления

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается линейным методом, по формуле:

$$AO = \frac{C_{oc} \cdot H_a}{100}, \quad (16)$$

где  $C_{oc}$  – первоначальная стоимость основного средства, руб.;

$H_a$  – годовая норма амортизационных отчислений, %.

Норма амортизационных отчислений за год определяется по формуле

$$H_a = \frac{100}{\text{Срок службы}}, \quad (17)$$

Амортизационные отчисления за время проведения ремонта вычисляются по формуле

$$AO_{48} = \frac{C_{oc} \cdot H_a}{365} \cdot 4, \quad (18)$$

где  $C_{oc}$  – то же, что и в формуле (16);

$H_a$  – то же, что и в формуле (16);

365 – количество дней в текущем году.

В таблицу 7 сведены результаты расчетов амортизационных отчислений.

Таблица 7 – Расчет амортизационных отчислений

Виды основных средств	Кол-во, шт.	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма АО за 48 часов, руб.
Кран-трубоукладчик	1	5084746	8	12,5	6965,4
Автокран	1	423729	8	12,5	580,3
Сварочный агрегат	2	254238	8	12,5	348,4
Специальное оборудование для врезки и перекрытия полости нефтепровода под давлением	1	203389831	10	10,0	222889
Откачивающая установка	1	2564532	5	20,0	5620
Агрегат наполнительный	1	440678	5	20,0	965,8
Агрегат опрессовочный	1	296610	5	20,0	650,2
Передвижная электростанция	1	338983	6	16,7	619
Водоотливной агрегат	2	3432203	6	16,7	6268,7
Трубовоз	1	3004237	8	12,5	4115,4
Автомобиль грузовой	1	169491	8	12,5	232,2
Вахтовый автомобиль	1	2827119	8	12,5	3872,6
Итого:					253125

### 5.5.2 Расчет фонда оплаты труда

Состав ремонтной бригады в общем случае при обоих сравниваемых методах ремонта идентичен. Кроме того, ориентировочная продолжительность ремонта в обоих случаях ограничивается 48 часами. То есть принимаем, что при обоих методах ремонт занимает 48 часов. Так как состав ремонтных бригад

одинаков, следовательно, фонд заработной платы на проведение ремонта будет идентичен в обоих случаях.

Рассчитаем фонд заработной платы ремонтной бригаде на проведение одного ремонта (48 часов). На предприятии работа организована вахтовым методом с семидневной рабочей неделей и 12 часовой рабочей сменой. Таким образом, ремонт проводится за 4 рабочих смены. Учтем, что в году 247 рабочих дней.

Расчет месячного фонда заработной платы производится по формуле

$$\Phi_{от} = O + CH + PK, \quad (19)$$

где  $O$  – оклад, руб;

$CH$  – северная надбавка, руб;

$PK$  – районный коэффициент, руб.

Работы производятся в районах Крайнего Севера в связи с чем коэффициент надбавки составит 0,6 от оклада, в состав рабочей бригады входит персонал со стажем работы в северных районах более трёх лет в связи с чем северная надбавка составит 0,3 от оклада.

Результаты расчета фонда заработной платы сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчет фонда заработной платы для обоих методов

Категория персонала	Кол-во	Оклад, руб.	Районный коэф. 60% от оклада, руб.	Северная надбавка 30% от оклада, руб.	Итого за 48 часов, руб.
Сварщик	4	45000	27000	13500	11400
Крановщик	1	32000	19200	9600	8106,7
Экскаваторщик	1	35000	21000	10500	8866,7
Бульдозерист	1	30000	18000	9000	7600
Водитель	2	28000	16800	8400	7093,3
Слесарь-монтажник	2	30000	18000	9000	7600
Стропальщик	1	27000	16200	8100	6840
Итого:	12				57506,7

### 5.5.3 Расчет страховых взносов

В состав обязательных страховых взносов входят страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний. Базой для их является фонд заработной платы.

В таблицу 9 сведены полученные значения страховых взносов.

Таблица 9 – Страховые взносы за период проведения ремонта

Основной фонд оплаты труда, тыс. руб.	Страховые взносы (30 % от ФОТ), тыс. руб.	Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,2 % от фонда оплаты труда), тыс. руб.
57,5	17,3	0,12

### 5.6 Расчет экономической эффективности применения модернизированной технологии

#### 5.6.1 Расчет трудозатрат на замену участка трубы по технологии с пуском байпасной линии через приварные фитинги

Полный перечень работ, производимых при замене участка трубы по технологии с пуском байпасной линии через приварные фитинги с подсчетом времени требуемого на их проведения, приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Перечень объемов работ производимых при замене участка трубы по технологии с пуском байпасной линии через приварные фитинги

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм.	Кол-во	Тр-ты, чел-ч, факт.
1	Подготовительные работы			
1.1	Погрузочно-разгрузочные работы на месте производства работ	т.	факт.	10
1.2	Удаление термоизоляции с нефтепровода в местах врезки	м <sup>2</sup>	факт.	5
1.3	Очистка от изоляции предполагаемых мест врезки	м <sup>2</sup>	9,8	5
1.4	Выбор и разметка на поверхности трубы места врезки: - разрезных фитингов Ø 820 мм; - разрезных фитингов Ø 720 мм; - патрубка Ø 50 мм; - патрубка Ø 150 мм	шт. шт. шт. шт.	2 2 1 1	2 2 1 1



Продолжение таблицы 10

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм.	Кол-во	Тр-ты, ч/ч, факт.
1.5	Зачистка поверхности трубы Ø 820 мм до Rz 40	м <sup>2</sup>	3,2	5
1.6	Проведение: - визуального контроля - ультразвукового контроля предполагаемых мест сварных соединений трубы Ø 820 мм	м <sup>2</sup> м <sup>2</sup>	3,2 3,2	5,6
Итого по п. 1			12	36,6
2	Сварочно-монтажные работы			
2.1	Сварка байпасной линии Ø 720 x 14 мм	м	30	15
2.2	Установка и центровка фитингов: - разрезных фитингов под байпас 32"x28" (ANSI 600) m=1246,2 кг; - разрезных фитингов под устройство «Stopples» 32" x 32" (ANSI 600) m=1927,6 кг	шт. шт.	2 2	26 24
2.3	Приварка деталей к телу нефтепровода - разрезных фитингов 32" x 32" Ø 820 мм; - разрезных фитингов 32" x 28" Ø 820 мм; - патрубка Ø 50 мм; - патрубка Ø 150 мм	шт. шт. шт. шт.	2 2 1 1	28 26 1 1,5
2.4	Контроль сварных стыков разрезных фитингов : - радиографическим методом 820 x 50 (кольцевые) 32"x32" 820 x 30 (кольцевые) 32"x28"	стык стык	4 4	2 2
2.4	- ультразвуковым методом: 820x50(кольцевой) 32" x 32" 820x30(кольцевые) 32" x 28" 820x50(продольные) 32" x 32" 820x50(продольные) 32" x 28" Сварные швы: Патрубка – Ø 50 мм патрубка – Ø 150 мм	стык стык стык стык стык стык	4 4 4 4 1 1	2 2 2 2 1 1
2.5	Монтаж задвижки типа «Sandwich» Ду Ø 820 мм Монтаж задвижки типа «Sandwich» Ду Ø 720 мм Монтаж задвижки типа «Newman» Ду Ø 50 мм Монтаж задвижки Ду Ø 150 мм	шт. шт. шт. шт.	2 2 1 1	10 9 0,5 1
2.6	Испытание пневматическое фитинга Ду 820 (на плотность) инертным газом P <sub>исп</sub> = 1,0 МПа, 2 часа	шт.	4	8
2.7	Испытание пневматическое фитинга Ду 820 (на прочность) инертным газом P <sub>исп</sub> = 1,1 P <sub>раб</sub> , 2 часа	шт.	4	8
2.8	Проведение работ по безогневой врезке TDW через фитинги Ду 820, в том числе Вырезка отверстий - Ø 820 в 820 x 11 - Ø 720 в 820 x 11 - Ø 50 в 820 x 11 - Ø 150 в 820 x 11	шт. шт. шт. шт.	2 2 1 1	16 16 1 1
2.9	Монтаж байпасной линии к отводу фитинга под байпас, монтаж откачивающей линии через вантузную задвижку	шт.	1	15

## Окончание таблицы 10

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм.	Кол-во	Тр-ты, ч/ч, факт.
2.10	Монтаж, демонтаж устройства «Stopples» 32" на стоппльный фитинг	шт.	2	8
2.11	Перекрытие сечения трубопровода Ø 820 мм устройством «Stopples» 32"	шт.	2	8
2.12	Вырезка дефектного участка трубопровода Ø 820 мм	шт.	1	1,5
2.13	Приварка катушки Ø 820мм на месте дефектного участка	шт.	1	18,5
Итого по п. 2			64	257
3	Заключительные работы			
3.1	Контроль сварных стыков приваренной катушки 100 % ВИК, УЗК, РК	шт.	1	10
3.2	Демонтаж байпасной линии, демонтаж откачивающей и вантузной задвижки	шт.	1	5
3.3	Установка заглушек LOR: - Ду 820 мм; - Ду 720 мм Установка пробок Ду 50	шт.	2	8
		шт.	2	8
		шт.	2	2
3.4	Демонтаж задвижки типа «Sandwich» Ø 820 мм Демонтаж задвижки типа «Sandwich» Ø 720 мм Демонтаж задвижки типа «Newman» Ø 50 мм Демонтаж задвижки Ду Ø 150 мм	шт.	2	8
		шт.	2	8
		шт.	1	0,5
		шт.	1	1
3.5	Установка глухого фланца: -Ду 820 мм; -Ду 720 мм Установка заглушки Ду 50	шт.	2	6
		шт.	2	6
		шт.	1	1
3.6	Изоляция фитингов Ду 820 мм покрытием «БИУРС»	шт.	4	5
3.7	Восстановление термоизоляции на нефтепроводе Ø 820 мм	м <sup>2</sup>	факт.	10
Итого по п. 3			24	78,5
Итого			100	372,1

Анализ таблицы 10 указывает на то, что фактические затраты рабочего времени согласно нормам трудового времени на выполнение технологических операций составит 372,1 часа, даже с учетом того, что значительная часть работ производится параллельно фактические трудозатраты значительно превысят нормы приведенные в [16].

## 5.6.2 Расчет трудозатрат на замену участка трубы по технологии с пуском байпасной линии через фланцевый адаптер с боковым отводом

Полный перечень работ производимых при замене участка трубы по технологии с пуском байпасной линии через приварные фитинги с подсчетом времени требуемого на их проведения, приведен в таблице 10.

Таблица 11 – Перечень объемов работ производимых при замене участка трубы по модернизированной технологии

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм.	Кол-во	Тр-ты, ч/ч, факт.
1	Подготовительные работы			
1.1	Погрузочно-разгрузочные работы	т.	факт.	10
1.2	Удаление термоизоляции с нефтепровода Ø 820 мм	м <sup>2</sup>	факт.	5
1.3	Очистка от изоляции предполагаемых мест врезки	м <sup>2</sup>	9,8	5
1.4	Выбор и разметка на поверхности трубы места врезки: - разрезных фитингов Ø 820 мм; - патрубка Ø 50 мм; - патрубка Ø 150 мм	шт. шт. шт.	2 1 1	2 1 1
1.5	Зачистка поверхности трубы Ø 820 мм до Rz 40	м <sup>2</sup>	3,2	5
1.6	Проведение: - визуального контроля - ультразвукового контроля предполагаемых мест сварных соединений трубы Ø 820 мм	м <sup>2</sup> м <sup>2</sup>	3,2 3,2	5,6
Итого по п. 1			10	34,6
2	Сварочно-монтажные работы			
2.1	Сварка байпасной линии Ø 720 x 14 мм	м	30	15
2.2	Установка и центровка фитингов: - разрезных фитингов под устройство «Stopples» 32" x 32" (ANSI 600) m=1927,6 кг - фланцевых адаптеров 32"x28" (ANSI 600) m=2423,8 кг;	шт. шт.	2 2	26 24
2.3	Приварка деталей к телу нефтепровода - разрезных фитингов 32" x 32" Ø 820 мм; - патрубка Ø 50 мм; - патрубка Ø 150 мм	шт. шт. шт.	2 1 1	28 1 1,5
2.4	Контроль сварных стыков разрезных фитингов 32"x32" Ø 820 мм, патрубков Ду 50 и Ду 150 мм: - радиографическим методом 820 x 50 (кольцевые) 32" x 32" - ультразвуковым методом: 820 x 50(кольцевой) 32" x 32" 820 x 50(продольные) 32" x 32" Сварные швы: патрубка - Ø 50 мм патрубка - Ø 150 мм	стык стык стык стык стык	4 4 4 1 1	2 2 2 1 1

## Окончание таблицы 11

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм.	Кол-во	Тр-ты, ч/ч, факт.
2.5	Монтаж задвижки типа «Sandwich» Ду Ø 820 мм	шт.	2	10
	Монтаж задвижки типа «Sandwich» Ду Ø 720 мм	шт.	2	9
	Монтаж задвижки типа «Newman» Ду Ø 50 мм	шт.	1	0,5
	Монтаж задвижки Ду Ø 150 мм	шт.	1	1
2.6	Испытание пневматическое фитинга Ду 820 мм (на плотность) инертным газом $P_{исп} = 1,0$ МПа, 2 часа	шт.	2	4
2.7	Испытание пневматическое фитинга Ду 820 (на прочность) инертным газом $P_{исп} = 1,1P_{раб}$ , 2 часа	шт.	2	4
2.8	Проведение работ по безогневой врезке TDW через фитинги Ду 820 мм, в том числе Вырезка отверстий - Ø 820 в 820 x 11 - Ø 50 в 820 x 11 - Ø 150 в 820 x 11	шт.	2	16
		шт.	1	1
		шт.	1	1
		шт.	1	1
2.9	Монтаж байпасной линии к отводу фитинга под байпас, монтаж откачивающей линии через вантузную задвижку	шт.	1	15
2.10	Монтаж, демонтаж устройства «Stopples» 32" на стоппльный фитинг	шт.	2	8
2.11	Перекрытие сечения трубопровода Ø 820мм устройством «Stopples» 32"	шт.	2	8
2.12	Вырезка дефектного участка трубопровода Ø 820мм	шт.	1	1,5
2.13	Приварка катушки Ø 820 мм на месте дефектного участка	шт.	1	18,5
Итого по п. 2			44	201
3	Заключительные работы			
3.1	Контроль сварных стыков приваренной катушки 100 % ВИК, УЗК, РК	шт.	1	10
3.2	Демонтаж байпасной линии, монтаж откачивающей и вантузной задвижки	шт.	1	5
3.3	Установка заглушек LOR: - Ду 820 мм; - Установка пробок Ду 50 мм	шт.	2	8
		шт.	2	2
3.4	Демонтаж задвижки типа «Sandwich» Ø 820 мм Демонтаж задвижки типа «Sandwich» Ø 720 мм Демонтаж задвижки типа «Newman» Ø 50 мм Демонтаж задвижки Ду Ø 150 мм	шт.	2	8
		шт.	2	8
		шт.	1	0,5
		шт.	1	1
3.5	Установка глухого фланца: - Ду 820 мм; - Установка заглушки Ду 50 мм	шт.	2	6
		шт.	2	1
3.6	Изоляция фитингов Ду 820 мм битумно-уретановым покрытием «БИУРС»	шт.	2	2,5
3.7	Восстановление термоизоляции на нефтепроводе Ø 820 мм	м <sup>2</sup>	факт.	8
Итого по п. 3			19	60
Итого			73	295,6

Анализ таблицы 11 указывает на то, что фактические затраты рабочего времени по модернизированной технологии согласно нормам трудового

времени на выполнение технологических операций составит 295,6 часов, что 20,3 % меньше чем по ныне применяемой технологии.

### 6.7 Сравнение затрат на проведение ремонта по обеим технологиям

Для установления экономического эффекта при сравнении затрат на проведение ремонта по замене дефектного участка трубопровода по технологии TDW по различным технологиям, сведем все затраты в таблицы 12 и 13.

Таблица 12 – Сравнение трудозатрат на производство работ по замене участка трубопровода

№ п/п	Статьи трудозатрат	При ремонте с приваркой фитингов 28"		При ремонте с использованием адаптеров	
		Кол-во	Тр-ты, ч/ч, факт.	Кол-во	Тр-ты, ч/ч, факт.
1	Подготовительные работы	12	36,6	10	34,6
2	Сварочно-монтажные работы	64	257	44	201
3	Заключительные работы	24	78,5	19	60
Итого:		100	372,1	73	295,6

Сравнение трудозатрат на производство работ показывает, что наибольшая экономия рабочего времени наблюдается по пункту «Сварочно-монтажные работы» где объем работ сократился на 21,8 %.

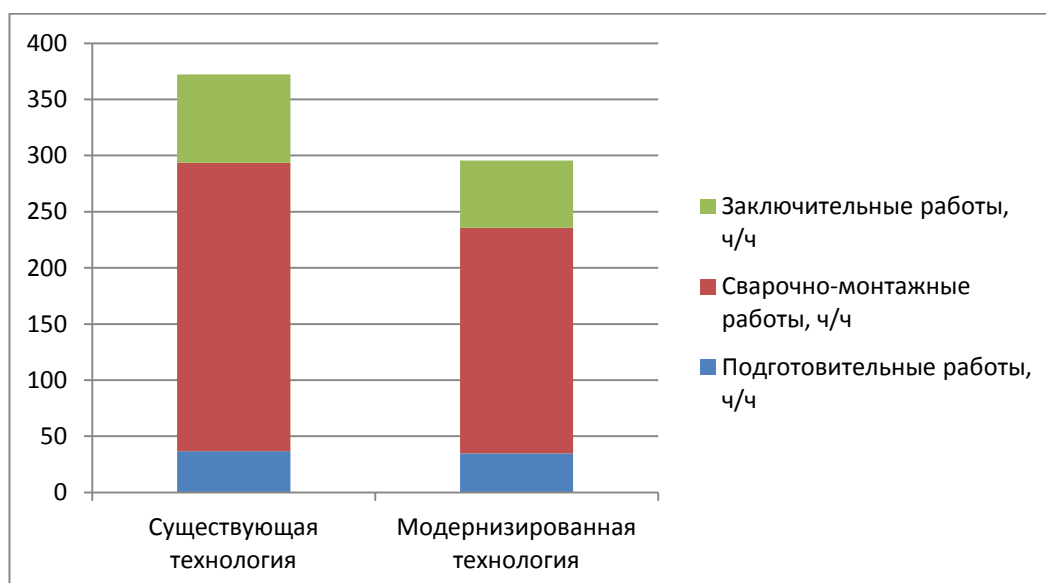


Рисунок 11 – График сравнения трудозатрат

Таблица 13 – Сравнение затрат на производство работ по замене участка трубопровода

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость при ремонте с приваркой фитингов 28", тыс. руб.	Сметная стоимость при ремонте с использованием адаптеров, тыс. руб.
1	Подготовительные работы	231,8	182,8
2	Сварочно-монтажные работы	1555,9	1437,5
3	Заключительные работы	164,3	164
4	Прочие работы и затраты	351,5	351,5
5	Амортизационные отчисления	253,1	253,1
6	Фонд оплаты труда	57,5	57,5
7	Страховые взносы	18,4	18,4
8	Приобретение оборудования и расходных материалов	3226,4	3092,7
Итого:		5858,9	5557,5

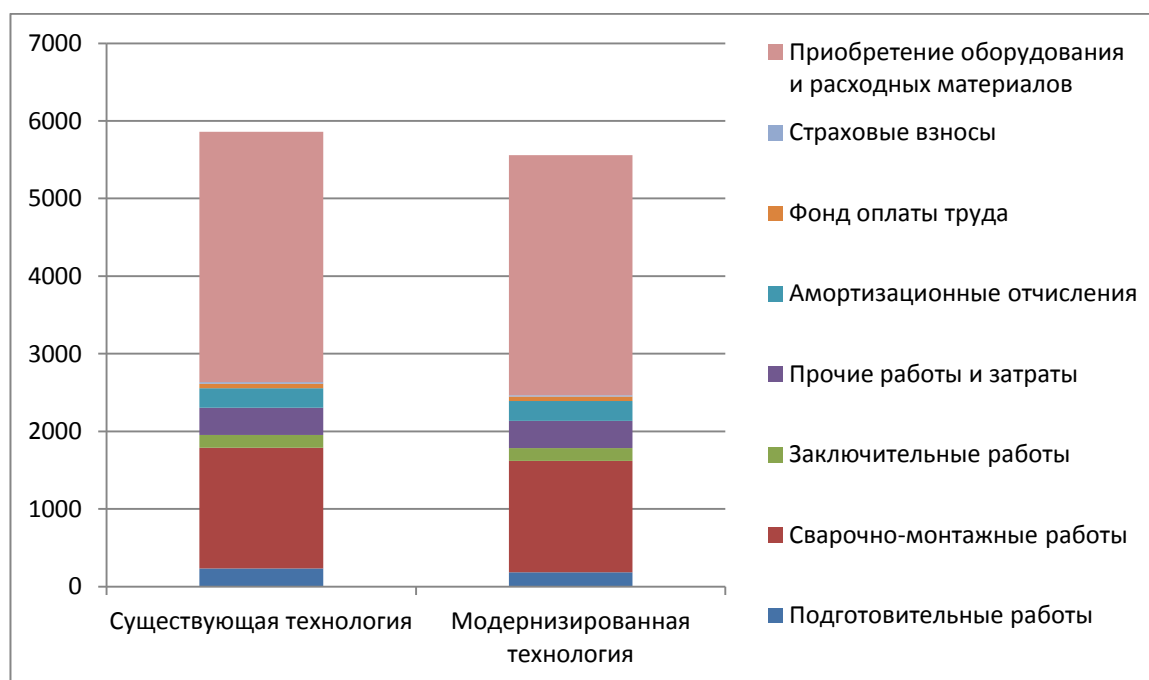


Рисунок 12 – Сравнение затрат на проведение работ по замене участка трубопровода по двум технологиям

Сравнивая затраты по двум технологиям, можно увидеть, что фланцевый адаптер с боковым отводом позволяет сэкономить значительные средства уже при первом ремонте, являясь при этом оборудованием многоразового использования. При этом также сокращается фактическое время проведения

ремонта, так как объем сварочных работ непосредственно на теле нефтепровода сокращается на треть, объем по врезке и закупорке сокращается вдвое. Всё это, при фактическом упрощении производства работ, делает процесс ремонта по технологии TDW значительно дешевле и проще, позволяя компании направить средства на другие направления.

В свете вышесказанного, проведение модернизации технологии ремонта, становится, очевидно, выгодным.

## **6 Безопасность жизнедеятельности**

Трубопроводный транспорт нефти – это сложная система, обладающая повышенной степенью антропогенного влияния на окружающую среду, что определяет высокую степень ответственности. Степень влияния обуславливается такими факторами как технология транспортировки, конструкция и состав сооружений нефтепровода.

Являясь опасными производственными объектами, сооружения магистрального нефтепровода требуют особых условий обустройства и эксплуатации, с целью недопущения ситуаций опасных для окружающей среды и рабочего персонала предприятия.

### **6.1 Общие требования по обеспечению безопасности ремонтных работ**

Состояние воздушной среды должно контролироваться с помощью газоанализатора перед началом работ, после перерыва и не реже чем через каждые часа при выполнении сварочных, огневых и изоляционных работ.

По всем операциям технологического процесса должны быть разработаны и утверждены инструкции: по технике безопасности и пожарной безопасности.

Проводящий ремонтные работы персонал должен быть проинструктирован по правилам техники безопасности и пожарной безопасности в объеме возложенных на него обязанностей, и неукоснительно выполнять эти правила.

К эксплуатации и обслуживанию оборудования, машин и механизмов допускаются только лица, имеющие право на эксплуатацию оборудования, машин и механизмов данного типа.



## **6.2 Мероприятия по организации работ в охранной зоне действующего нефтепровода**

До начала строительных работ в охранной зоне магистрального нефтепровода предприятия, организации, учреждения или отдельные граждане, производящие эти работы, обязаны получить письменное разрешение на производство работ от эксплуатирующей трубопровод организации.

Производство работ без разрешения или по разрешению, срок действия которого истек, запрещается.

До осуществления строительства в охранной зоне подрядная организация с участием субподрядных организаций должны совместно разработать и согласовать с эксплуатирующей организацией мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение работ и сохранность действующего трубопровода и его сооружений.

Перед началом работ приказом по организации, производящей строительные работы, из числа инженерно-технических работников должно быть назначено лицо, ответственное за производство работ (руководитель работ).

Весь персонал, занятый на производстве строительного-монтажных и других работ в охранной зоне, должен быть проинструктирован по методам и последовательности безопасного ведения работ, ознакомлен с местонахождением трубопроводов и их сооружений, их обозначением на местности.

При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций и сооружений, не указанных в проектной документации, строительные работы должны быть приостановлены, приняты меры по обеспечению сохранности этих коммуникаций и сооружений, установлению их принадлежности и вызова представителя эксплуатирующей организации на место работы.

В случае обнаружения утечек (выходов) транспортируемого продукта до начала работ в охранной зоне эксплуатирующая трубопровод организация

обязана принять срочные меры по устранению обнаруженных повреждений и неисправностей.

В аварийных случаях, требующих безотлагательных ремонтно-восстановительных работ на сооружениях и коммуникациях расположенных в охранных зонах магистральных трубопроводов, допускается производить эти работы без предварительного согласования с эксплуатирующими организациями при условии выполнения следующих требований:

- одновременно с направлением рабочих на место аварии, независимо от времени суток, сообщается эксплуатирующей организации о начале работ и о необходимости прибытия ее представителя на место их проведения;

- на месте производства аварийных работ обязано постоянно находиться лицо, ответственное за эти работы, которое должно провести инструктаж персонала

- до прибытия к месту аварий представитель эксплуатирующей трубопровод организации земляные работы в охранный зоне должны вестись только вручную;

- прибывший на место аварии представитель эксплуатирующей организации обязан указать местонахождение трубопровода и его сооружений, меры по обеспечению их сохранности и присутствовать до окончания работ.

В случае повреждения трубопровода или обнаружения утечки продукта из него в процессе производства строительных работ весь персонал и технические средства должны быть немедленно отведены за пределы минимально безопасных расстояний и эксплуатирующая организация извещена о повреждении.

До прибытия аварийно-восстановительной службы эксплуатирующей организации руководитель строительных работ должен принять меры по обеспечению охраны аварийного участка для предупреждения доступа в опасную зону посторонних лиц и транспортных средств, а по ее прибытии - принять участие в быстрой ликвидации аварии, включая выделение рабочей силы.

Работа подъемно-транспортных машин и землеройной техники при выполнении работ в охранной зоне нефтепровода должна проводиться в соответствии с требованиями [21], [22] и [23].

Движение и транспортировка грузоподъемных машин и строительной техники в охранной зоне нефтепровода должны выполняться только по нарядам-допускам и оформлением «Разрешения на производство работ в охранной зоне» [9].

В наряде-допуске в обязательном порядке указываются дополнительные мероприятия с учетом текущего состояния охранной зоны нефтепровода.

Работа при производстве работ в охранной зоне действующих магистральных трубопроводов и кабелей связи производится под руководством ответственного лица, назначенного приказом по организации. До закрепления трассы действующего трубопровода знаками производство работ не допускается.

Весь персонал, занятый на производстве монтажных и других работ в охранной зоне, должен быть обучен и проинструктирован по методам и последовательности безопасного ведения работ, ознакомлен с местонахождением трубопроводов и их сооружений, их обозначением на местности.

Обучение и инструктаж оформляются в установленном порядке организацией, производящей работы.

Составляется и согласовывается с владельцами действующих коммуникаций, инструкции по организации работы в охранных зонах действующих коммуникаций.

Перед началом производства работ представитель Цеха эксплуатации магистрального нефтепровода должен уточнить положение оси нефтепровода, места пересечения маршрута с существующими коммуникациями. До начала производства работ осуществляется обустройство вдольтрассовых проездов.

Временными указателями на местности должен быть обозначен маршрут движения техники, места складирования и разгрузки материалов, места

пересечения с инженерными коммуникациями, мест разворота и стоянки техники и пр.

Перед выпуском автотракторной техники на место производства работ, водители и машинисты должны пройти предрейсовый медицинский осмотр и инструктаж по особенностям маршрута движения техники в охранной зоне нефтепровода с записью в журнале инструктажей и путевом листе транспортного средства в разделе «особые отметки». Инструктаж проводит ответственный за выпуск техники

Маневры техники, развороты, движение задним ходом следует выполнять по сигналу ответственного, при этом скорость движения техники не должна превышать 3 км/час. Запрещается включать задний ход движения техники без подачи предупредительного сигнала.

Разъезд со встречной техникой следует выполнять в местах, предусмотренных транспортной схемой, обеспечивая безопасное расстояние не менее 2-х метров между транспортными средствами.

Передвижение техники вдоль склона с углом крутизны больше 20° запрещается. Движение бульдозера в охранной зоне нефтепровода производить только с поднятым отвалом.

Транспортные средства должны быть исправными и подвергаться ежедневному контролю технического состояния.

### **6.3 Анализ вредных производственных факторов**

Работы производятся на открытой площадке площадью 500 м<sup>2</sup>, освещение естественное и искусственное прожекторными мачтами.

Анализ факторов воздействующих на работников во время трудового процесса производится согласно [24].

В таблицу 14 сведены данные о фактическом состоянии условий труда на рабочей площадке.

Таблица 14 – Фактическое состояние условий труда на рабочей площадке

№ п/п	Код фактора	Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДУ, ПДУ, допустимый уровень	Дата проведенного измерения	Фактический уровень производственного фактора	Величина отклонения	Класс условий труда, степень вредности и опасности	Продолжительность воздействия
1	5.00	Тяжесть трудового процесса		10.06.2016		-	3.1	1
2	5.00	Напряженность трудового процесса		10.06.2016		-	2	1
3	4.50	Шум, дБА	80	10.06.2016	62	-	3.2	1
4	4.62	Температура, °С	15-22	10.06.2016	22,4	-	2	1
5	4.64	Влажность, %	15-75	10.06.2016	64	-	2	1
6	4.63	Скорость движения воздуха, м/с	10	10.06.2016	2-4	-	2	1
7	4.68	Освещенность, лк	150	10.06.2016	70	80	2	0,5
8	4.67	КЕО, %	0,6	10.06.2016	0,6	-	2	0,5
9	4.66	ТНС, С	19,5 – 23,9	10.06.2016	17,8	-	2	0,8
10	4.65	Тепловое излучение, Вт/см <sup>2</sup>	140	10.06.2016	1272	-	3.1	0,8
11	2.00	Вредные химические вещества в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	300	10.06.2016	0-50	-	2	1

#### 6.4 Обеспечение безопасности сварочно-монтажных работ

Основными опасностями и вредностями при сварке являются: поражение электрическим током, термические ожоги, отравление сварочными парами.

Врезку под давлением следует производить под руководством ответственного лица, прошедшего проверку знаний правил производства работ и допущенного к руководству этими работами.

Перед началом работ ответственное лицо должно проинструктировать исполнителей по правилам безопасности ведения работ согласно инструкциям и положениям, разработанным по видам работ и профессиям.

Работы по приварке, вырезанию отверстий и перекрытию полости нефтепровода под давлением выполняется силами специализированной бригады, персонал которой должен быть аттестован на проведение данного вида работ. Остальной персонал и оборудование, не участвующие в проведении специализированных работ, на время их проведения должны находиться за пределами охранной зоны. Весь персонал, занятый на выполнении как специализированных, так и неспециализированных работ должен быть обучен правилам и приемам оказания первой (доврачебной) помощи.

Машинисты и операторы машин должны соблюдать все требования по безопасной эксплуатации машин согласно соответствующим инструкциям. Механизмы и средства транспорта с двигателями внутреннего сгорания должны иметь искропламягасители на выхлопных трубах. Осветительное, сварочное оборудование и механизмы должны иметь исправную электропроводку и взрывобезопасное или взрывозащищенное исполнение.

Перед началом работ по приварке узлов врезки к действующему нефтепроводу должны быть определены границы опасной зоны. Концентрация горючих паров и газов в зоне проведения работ не должна превышать предельно-допустимую взрывобезопасную норму (20 % от величины нижнего предела их воспламенения в воздухе НКПВ). Количественное содержание горючих газов и их паров в воздухе следует определять перед началом огнеопасных работ и периодически в процессе их проведения газоиндикаторами. При необходимости обеспечить принудительную вентиляцию зоны проведения работ.

Огневые работы разрешается проводить при наличии на месте их проведения необходимых противопожарных средств и оборудования.

Работы по врезке под давлением с применением сварки на нефтепроводе следует проводить в светлое время суток, а при плохой видимости места

производства работ должны освещаться светильниками во взрывозащищенном исполнении.

Электросварщик, допущенный к сварочным работам, обязан:

- иметь квалификационное удостоверение и удостоверение о проверке знаний;
- ознакомиться с объемом предстоящих работ;
- получить инструктаж и расписаться в наряд-допуске на проведение огневых работ;
- приступить к сварочным работам только после указания ответственного за их проведение;
- строго выполнять только ту работу, которая указана в наряд-допуске;
- строго выполнять требования техники безопасности и пожарной безопасности;
- уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения и средствами индивидуальной защиты;
- работать в костюме из трудновоспламеняющейся ткани, использовать в необходимых случаях диэлектрические коврики, наколенники, налокотники и наплечники;
- прекратить сварочные работы при возникновении опасной ситуации и немедленно покинуть опасную зону;
- после окончания работы проверить место работы и устранить причины, которые могут привести к возникновению пожара или взрыва [25].

Электросварщики должны закрывать лицо и глаза специальной маской или щитком со светофильтрами.

В зоне ведения работ по монтажу и сварке стыков, запрещается находиться посторонним лицам и персоналу, незадействованному при производстве работ.

При проведении огневых работ транспортные и противопожарные средства, спецоборудование и механизмы необходимо располагать с наветренной стороны. Они должны устанавливаться с учетом возможного их

быстрого передвижения. При скорости ветра выше 10 м/с сварка не допускается.

При газовой резке металла необходимо проверять герметичность аппаратуры и шлангов, подводящих газ к резаку, мыльно-водяным раствором.

Газовые баллоны должны быть предохранены от ударов и действия прямых солнечных лучей. Баллоны должны быть поверены и иметь дату последней поверки [26].

При зачистке фасок шлифмашинкой необходимо соблюдать следующие требования:

- к работе допускаются лица, изучившие инструкцию по охране труда при работе зачистным инструментом, сдавшие экзамены по технике безопасности и имеющие запись в удостоверении по ТБ о праве работ с электроинструментом;

- необходимо проверить исправность шлифмашинки (визуально наличие исправной электровилки, целостности питающего шнура);

- необходимо проверить целостность заземляющей жилы (если инструмент не имеет двойной изоляции);

- необходимо убедиться, что абразивный круг имеет штамп с указанием скорости вращения на шлифмашинке;

- проверить исправность инструмента на отсутствие у абразивного круга радиального и осевого биения, трещин и выбоин;

- проверить работу шлифмашинки на холостом ходу;

- не прикасаться к вращающемуся кругу пальцами;

- не подводить при работе инструмент к кругу быстрым толчком;

- не следует сильно прижимать круг к обрабатываемому изделию;

- не держать инструмент на весу, создать надежный упор локтем о колено в процессе обработки металла;

- запрещается стоять напротив рабочего напарника. Сноп искр должен быть направлен в противоположную сторону от рабочего напарника;

- не наклоняться низко к обрабатываемому изделию;

- следить за регулярной смазкой подшипников и редуктора;



- при появлении вибрации отключить инструмент от сети и доложить мастеру [27].

Электросварочная установка (преобразователь, сварочный трансформатор и т.п.) должна присоединяться к источнику питания через рубильник и предохранители или автоматический выключатель.

Сварочный и обратный провода надо прокладывать так, чтобы они не касались металлических предметов, шлангов для кислорода и ацетилена и чтобы проходящая техника не могла их повредить.

Во время работы необходимо следить за исправностью изоляции сварочных проводов и электродержателей, а также соединения контактов.

Производство сварочных работ во время дождя или снегопада при отсутствии навесов не допускается.

В случае повышения концентрации углеводородов выше ПДК производство сварочных работ немедленно прекращается.

Руководитель работ обязан немедленно прекратить огневую работу в случае создания в рабочей зоне взрывопожарной ситуации.

При монтаже и сварке кривых вставок, катушек, запорной арматуры и захлестов все работы следует проводить под непосредственным руководством прораба или мастера.

Сваривать стыки захлестов разрешается только после того, как будут надежно укреплены подлежащие сварке концы плетей или вставки.

## **6.5 Пожарная безопасность**

Руководители объектов несут личную ответственность за выполнение требований правил пожарной безопасности на объекте и отвечают за нарушения этих требований подчиненными [28].

Лица, ответственные за обеспечение пожарной безопасности, обязаны:

- знать все обрабатываемые в производстве взрывопожароопасные вещества, материалы и способы их тушения;

- следить за соблюдением установленных требований пожарной безопасности;
- не допускать без разрешения проведение работ с применением открытого огня;
- не допускать загромождения подъездов, подходов и проходов к зданиям, сооружениям, технологическому оборудованию, оборудованию системы пожаротушения и первичным средствам пожаротушения;
- следить и регулярно проверять исправность всех имеющихся средств пожаротушения, знать их назначение и уметь с ними обращаться;
- организовать противопожарную подготовку (противопожарный инструктаж, пожарно-технический минимум) подчиненных работников;
- не допускать к работе лиц, не прошедших противопожарный инструктаж;
- принимать меры к устранению обнаруженных нарушений правил пожарной безопасности и неисправности средств пожаротушения, а также приведению их в работоспособное состояние;
- в случае возникновения пожара или опасной ситуации вследствие аварии и других причин немедленно сообщить в пожарную охрану, поставить в известность руководителя объекта, организовать встречу пожарной охраны и принять все меры по ликвидации пожара или аварии согласно инструкции, специально разработанной на случай возникновения пожара или аварии.

На каждом объекте согласно приказу руководителя предприятия все вновь принимаемые на работу рабочие и служащие, в том числе и временные, обязаны пройти противопожарный инструктаж о мерах пожарной безопасности [29].

Допуск к работе лиц, не прошедших инструктаж, запрещается.

Запрещается производство работ повышенной опасности (огневых), газоопасных работ без наряда-допуска, выписанного у начальника производственного объекта.

Запрещается одновременно на производственном объекте проводить газоопасные работы и работы повышенной опасности (огневые).

Не разрешается накапливать на площадках горючие вещества (жирные масляные тряпки, опилки или стружки и отходы пластмасс), их следует хранить в закрытых металлических контейнерах в безопасном месте.

Для безопасного, в пожарном отношении, режима работы обслуживающий персонал обязан:

- соблюдать требования технологического режима и инструкций;
- не допускать на территорию узла посторонних лиц;
- автотранспорт должен быть оборудован искрогасителями;
- знать схему размещения первичных средств пожаротушения, связи и водоисточников;
- знать пути эвакуации из опасной зоны в случае возникновения пожара (план эвакуации людей), содержать в исправном состоянии средства сигнализации о пожаре и загазованности на объекте [30].

## **6.6 Расчет освещенности рабочей площадки**

Так как, в определенных случаях, ремонтные работы могут производиться в темное время суток, на рабочей площадке требуется предусмотреть искусственное освещение.

Нормы искусственной подсветки для строительных площадок указаны в [31] и [32].

Рабочая площадка имеет следующие параметры: длина – 100 метров, ширина – 50 метров.

Ориентировочное количество прожекторов  $N$ , подлежащее установке для создания необходимой освещенности, определяется по формуле:

$$N = \frac{m \cdot k \cdot E_n \cdot A}{P_l}, \quad (20)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий световую отдачу источников света, КПД прожекторов и коэффициент использования светового потока,;

$k$  – коэффициент запаса, ;

$E_n$  – нормируемая освещенность,  $E_n=200$  лк;

$P_l$  – мощность лампы, Вт.

В прожекторах установлены МГЛ лампы типа ДРЛ мощностью 700 Вт.

$$N = \frac{0,3 \cdot 1,7 \cdot 150 \cdot 100}{700} = 11 \text{ лампы.}$$

Так как для освещения площадки приняты прожекторные мачты с 3 прожекторами ПЗС-45, потребуется использовать 4 прожекторные мачты, параметры которых приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Технические характеристики прожекторных мачт

Параметр		Значение
Ширина освещаемой площади		75
Высота прожекторной мачты, м		15
Расстояние между мачтами, м		160
Прожектор устанавливаемый на мачте	Тип	ПЗС-45
	Количество	3
	Мощность ламп, Вт	700
Параметры установки прожектора	Высота	15
	Угол наклона, град	20
	Угол между оптическими осями прожекторов, град	60
Коэффициент неравномерности		0,3
Удельная мощность, Вт/м <sup>2</sup>		0,35

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Несмотря на радикальность сути метода, ремонт нефтепровода с вырезкой и заменой дефектного участка был и остается самым эффективным среди других методов ремонта, ввиду чего разработка новых и усовершенствование уже имеющихся технологий являются важным направлением для приложения усилий инженерных органов.

По результатам выполнения выпускной квалификационной работы была произведена модернизация существующей технологии ремонта магистрального нефтепровода путем изменения схемы подключения байпасной линии с приварных фитингов-тройников на фланцевые адаптеры с боковым отводом. Для снижения затрат на расходные материалы был подобран ряд аналогичных, отечественного производства. Экономическая эффективность модернизации подтвердилась рядом расчетов показавших как значительное снижение затрат денежных средств так и сокращение трудозатрат.

На основе вышеизложенных данных, следует заключить, что цель, поставленная в моей ВКР достигнута, все задачи выполнены, предлагаемая модернизация является целесообразной и экономически эффективной.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 ОСТ 23.040.00-КТН-574 – 06 Нефтепроводы магистральные. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами. – Введ. 12.05.2006. – Москва : Стандартинформ, 2006. – 52 с.

2 ГОСТ 21014 – 88 Прокат черных металлов. Термины и определения дефектов поверхности. – Введ. 01.01.1990. – Москва : Стандартинформ, 1990. – 62 с.

3 ТУ 102-488 – 05 «Детали соединительные и узлы магистральных трубопроводов на  $P_p$  до 10 МПа (100кгс/см<sup>2</sup>). Введ. 01.06.2005. – Москва : ВНИИСТ, 2005. – 73 с.

4 РД 23.040.00-КТН-090 – 07 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов. – Введ. 14.04.2007. – Москва : ВНИИСТ, 2007. – 221 с.

5 РД 153-39.4-067 – 04 Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов. – Введ. 10.03.2004. – Москва : ВНИИСТ, 2004. – 68 с.

6 РД-08.00-60.30.00-КТН-050-1 – 05 Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов. – Введ. 30.12.2009. – Москва : ВНИИСТ, 2009. – 188 с.

7 ОР-13.01-45.21.30-КТН-004-2 – 02 Регламент по вырезке и врезке «катушек», соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов. – Введ. 01.01.2002. – Москва : НИИТТ, 2002. – 72 с.

8 РД-23.040.00-КТН-386 – 09 Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа. – Введ. 31.12.2009. – Москва : ИПМТ, 2009. – 221 с.

9 Регламент оформления нарядов-допусков на огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности на пожаровзрывоопасных и пожароопасных объектах магистральных нефтепроводов ДАО ОАО «АК

«Транснефть». – Введ. 12.09.2000. – Москва : ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 46 с.

10 TDW Инструкция по эксплуатации и техническому обслуживанию плоской задвижки типа «SANDWICH» ; пуб.№ 00-3795-0029 – TDW, 2002. – 38 с.

11 TDW Инструкция по эксплуатации и техническому обслуживанию сверлильного механизма T101 ; пуб.№ 00-3795-02228 – TDW, 1998. – 39 с.

12 TDW Инструкция по эксплуатации и техническому обслуживанию машины для врезок T1200 ; пуб.№ 00-3795-02228 – TDW, 1998. – 39 с.

13 СНиП Ш-42-80 Магистральные трубопроводы. – Введ. 01.01.1981. – Москва : Миннефтегазстрой, 1981. – 94 с.

14 TDW Инструкция по эксплуатации и техническому обслуживанию механизма для закупорки STOPPLE ; пуб.№ 00-3795-0112 – TDW, 1993. – 40 с.

15 РД 558 – 97 Руководящий документ по технологии сварки труб при проведении ремонтно-восстановительных работ на газопроводах. – Введ. 01.01.1997. – Москва : ВНИИГАЗ, 1997. – 56 с.

16 СТО Газпром 2-2.3-116 – 2007 Инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением. – Введ. 14.12.2007. – Москва : ВНИИГАЗ, 2006. – 199 с.

17 РД 03-606 – 03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю. – Введ. 17.07.2003. – Москва : НТЦБП, 2004. – 143 С.

18 ГОСТ 7512 – 82 Контроль неразрушающий. Сварные соединения. Радиографический метод. – Введ. 01.01.84. – Москва : Издательство стандартов, 1982. – 28 с.

19 ГОСТ Р 55724 – 2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые. – Введ. 01.07.2015. – Москва, НИИ мостов. – 67 с.

20 ПНАЭ Г-7-002 – 86 Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. – Введ. 01.07.1987. – Москва : Энергоиздат. – 75 с.

21 РД-13.100.00-КТН-196 – 06 Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов. – Введ. 08.06.2006. – Москва : ВНИИСТ, 2006. – 176 с.

22 ПБ10-382 – 00 Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов. – Введ. 31.12.1999. – Москва : НПО ОБТ, 2001. – 124 с.

23 ПБ 10-157 – 97 Правила устройства и безопасной эксплуатации кранов-трубоукладчиков. – Введ. 20.11.1997. – Москва : НПО ОБТ, 1998. – 88 с.

24 ГОСТ 12.0.003 – 74\* ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.01.1976. – Москва : Стандартинформ, 1976. – 93 с.

25 РД 03-495 – 02 Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства. – Введ. 25.06.2002. – Москва : НПО ОБТ, 2004. – 87 с.

26 ПОТ Р М-020 – 2001 Межотраслевые правила по охране труда при электро- и газосварочных работах. – Введ. 01.01.2002. – Санкт-Петербург : СПИОТ, 2002. – 75 с.

27 РД 34.03.204. Правила безопасности при работе с инструментами и приспособлениями. – Введ. 21.04.1985. – Москва : Минэнерго, 1993. – 132 с.

28 РД 09-364 – 00 Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах. – Введ. 23.06.2000. – Москва : НПО ОБТ, 2001. – 27 с.

29 ППБ 01 – 03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – Введ. 30.06.2003. – Москва : ГУГПС, 2003. – 155 с.

30 ГОСТ 12.1.004 – 91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.1992. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1996. – 122 с.

31 ГОСТ 12.1.046 – 85 Системы стандартов безопасности труда. Нормы освещения строительных площадок. – Введ. 25.04.1985. – Москва : ВЦНИИОТ, 1985. – 14 с.

32 СНиП 23-05 – 95 Естественное и искусственное освещение. – Взамен СНиП II-4 – 79; Введ. 2.08.1995. – Москва : Госстрой СССР, 1995. – 48 с.